

*Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden Württemberg | v2 vom 13. April 2018*

Technologiebericht

4.1 Power-to-gas (Wasserstoff)

innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Andreas Brinner
Maike Schmidt
Simon Schwarz
Leon Wagener
Ulrich Zuberbühler

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Brinner, A.; Schmidt, M.; Schwarz, S.; Wagener, L.; Zuberbühler, U. (2018): Technologiebericht 4.1 Power-to-gas (Wasserstoff). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Dr. Ulrich Zuberbühler

Tel.: +49 711 / 7870 – 239

Fax: +49 711 / 7870 – 200

E-Mail: ulrich.zuberbuehler@zsw-bw.de

Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg
Meitnerstr. 1
70563, Stuttgart

Review durch:

Christopher Hebling (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	4
Tabellenverzeichnis	6
Abbildungsverzeichnis	7
Zusammenfassung (Steckbrief)	8
1 Beschreibung des Technologiefeldes	10
1.1 Power-to-Gas (PtG): Wasserstofferzeugung	10
1.2 Technologieüberblick Elektrolyse	12
1.2.1 Alkalische Elektrolyse (AEL)	13
1.2.2 Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL)	15
1.2.3 Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEL)	15
1.3 Wasserstofferzeugung zur fluktuierenden Energiespeicherung	16
1.4 Wasserstoffbereitstellung	17
1.4.1 Wasserstoffverdichtung	17
1.4.2 Wasserstoffverflüssigung	18
2 Stand F&E in Deutschland	20
2.1 Einleitung	20
2.2 Stand F&E in Deutschland	20
2.3 Stand F&E in der Welt	22
2.4 Stand der Elektrolysetechnik	24
2.4.1 Alkalische Elektrolyse (AEL)	24
2.4.2 Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL)	25
2.4.3 Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEL)	25
3 Relevanz öffentlicher Förderung	28
3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	28
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	29
4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	33
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	33
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen	36
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	38
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	38
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	40
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	41
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	42
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	44
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	45
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	45
5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	47
Literaturverzeichnis	49

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

AEL	Alkalische Elektrolyse
AEM	Alkaline Electrolyte Membran
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
F&E	Forschung und Entwicklung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
JTI-FCH	Joint-Technology-Initiative Fuel Cell and Hydrogen
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
PEMEL	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
PTFE	Poly-Tetra-Fluor-Ethylen
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-Family of Energy Conversion Technologies
RFC	Regenerative Fuel Cell
SOEL	Solid Oxid Electrolysis
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
TRL	Technology Readiness Level
WIPO	World Intellectual Property Organization
IPC	International Patent Classification
EE	Erneuerbare Energie
BOP	Balance of Plant
CCM	Catalyst coated membrane
CEP	Clean energy partnership
Dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
H ₂	Wasserstoff
CH ₄	Methan
OH ⁻	Hydroxid-Ion
H ⁺	Proton
ZrO ₂	Zirkoniumdioxid
O ₂	Sauerstoff
MW	Megawatt
t	Tonne
el.	Elektrische Leistung
kWh	Kilowattstunde
LH ₂	Flüssiger Wasserstoff
bar	Bar
h	Stunde
a	Jahr
MPa	Megapascal
Nm ³	Normkubikmeter
ct	Cent
Pt	Platin
Ir	Iridium
Ru	Ruthenium
bbl	Barrel
\$	Dollar
µm	Mikrometer
SO ₂	Schwefeldioxid
NO ₂	Stickstoffdioxid
NO _x	Stickoxide
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
GJ	Gigajoule


Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1	Techno-ökonomische Kennzahlen der Elektrolyseverfahren: AEL, PEMEL und SOEL (Stand 2016) -----	16
Tab. 1-2	Technische und ökonomische Entwicklungsziele Wasserstoff-Verflüssiger -----	19
Tab. 2-1	Darstellung von PtG-Projekten in Deutschland -----	21
Tab. 2-2	Darstellung von PtG-Gas Projekten außerhalb Deutschlands -----	23
Tab. 2-3	Gegenüberstellung der Elektrolysetechniken: AEL, PEMEL und SOEL -----	26
Tab. 3-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Wasserstoff -----	28
Tab. 3-2	Aktuelles Entwicklungsstadium der Elektrolysetechnologien -----	30
Tab. 3-3	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Elektrolysetechnologie -----	31
Tab. 3-4	Einsatz kritischer Rohstoffe bei der SOEL-Elektrolyse -----	32
Tab. 4-1	Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für elektrolytischen Wasserstoff (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr) -----	34
Tab. 4-2	Analyse des globalen Marktpotenzials für elektrolytischen Wasserstoff -----	34
Tab. 4-3	Entwicklung der Volllaststunden und Wirkungsgrade (2020-2050) -----	35
Tab. 4-4	Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für elektrolytischen Wasserstoff (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr) -----	35
Tab. 4-5	Analyse des nationalen Marktpotenzials für elektrolytischen Wasserstoff -----	36
Tab. 4-6	Ermittlung der Wachstumsraten für elektrolytischen Wasserstoff (Szenarienbereich Min DE_80 %) -----	36
Tab. 4-7	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch elektrolytischen Wasserstoff in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (jeweils in Spannbreiten) -----	37
Tab. 4-8	Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch elektrolytischen Wasserstoff in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (für alle installierten Anlagen im Jahr) -----	38
Tab. 4-9	Entwicklung der CO ₂ -Zertifikatspreise -----	39
Tab. 4-10	Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale (oder Mehrkosten) durch elektrolytischen Wasserstoff in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr) -----	40
Tab. 4-11	Analyse des Marktanteils für elektrolytischen Wasserstoff -----	40
Tab. 4-12	Globales und nationales Marktpotenzial Deutschlands für elektrolytischen Wasserstoff -----	40
Tab. 4-13	Inländische Wertschöpfung basierend auf elektrolytischem Wasserstoff hinsichtlich des globalen und des nationalen Absatzmarktes -----	41
Tab. 4-14	Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der elektrolytischen Wasserstofferzeugung -----	41
Tab. 4-15	Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung der elektrolytischen Wasserstofferzeugung – Output-Orientierung -----	42
Tab. 4-16	Bewertungsraster für die Akzeptanz von Wasserstoff zum Status Quo (2015) -----	44
Tab. 4-17	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff -----	44
Tab. 4-18	Abhängigkeit des elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs von Infrastrukturen -----	45

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1	Produktion und Verbrauch von Wasserstoff in der Welt -----	11
Abb. 1-2	Energieumwandlungsschritte der fossilen und nicht-fossilen Wasserstoffherstellung -----	11
Abb. 1-3	Energieumwandlungsschritte der nicht-fossilen Wasserstoffherstellung -----	12
Abb. 1-4	Funktionsweise einer alkalischen Elektrolysezelle -----	14

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 4.1 Power-to-gas (Wasserstoff)						
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf						
Beschreibung des Technologiefeldes						
<p>Das Technologiefeld besteht aus drei Technologien:</p> <ul style="list-style-type: none">– Alkalische Elektrolyse (AEL): Elektrolysezelle gefüllt mit Gemisch aus Wasser und Kalilauge.– Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL): Nutzung von Ionen-leitfähigen Kunststoffmembranen auf der Basis von Poly-Tetra-Fluor-Ethylen (PTFE).– Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEL): Betrieb bei 700-1.000 °C mit ZrO_2-Keramik als Elektrolyt und Wasserdampf.						
AEL: Kommerziell (TRL=8), PEMEL: Demonstration (TRL=6), SOEL: F&E (TRL=4)						
Kritische Komponenten: Trennplatten, Elektrode, Katalysator und Elektrolyt						
Entwicklungsziele						
<ul style="list-style-type: none">– AEL: Erhöhung des Wirkungsgrades und Verlängerung der Lebensdauer, Kostenreduktion.– PEMEL: Entwicklung neuer Katalysatormaterialien, Kostenreduktion.– SOEL: Entwicklung von Prototypen und kommerziellen Anlagenkonzepten, später Kostenreduktion.						
Technologie-Entwicklung						
Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Marktpotenziale Deutschland ^{*)}	TWh	0,3-1,5	0,3-1,5	27-46	65-115	119-217
Marktpotenziale International ^{*)}	TWh	3-37,5	3-37,5	270-1.150	650-2.875	1.190-5.425
Volllaststunden	h	6.000	6.000	6.000	3.000	3.000
Systemwirkungsgrad (bez. auf Brennwert)	%	51-79	59-80	63-83	63-83	63-83
Ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	20-30	25-30	30	30	30
Spezifische Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW	1.100	1.100	821	759	724
Fixe Kosten an spezifischer Investition	%	5	5	5	5	5
^{*)} Szenarienbereich DE_80 % bzw. INT_2°C (Min-Max)						
F&E-Bedarf						
<ul style="list-style-type: none">– Technisches F&E-Risiko ist eher hoch.– Wirtschaftliches F&E-Risiko ist hoch.– PEMEL: Reduktion und Substitution von Edelmetallen.– AEL: Steigerung der Leistungsdichte.– SOEL: Entwicklung verbesserter und günstigerer Materialien und Verbesserung der Zellmechanik und Dichtungstechnik.						

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen
Einsparung von THG ggü. Referenztechnologie Erdgasreformierung (Szenario DE_80 %) 2020: 0,1 - 0,6 Mio. t CO ₂ -äq. 2050: 45 - 82 Mio. t CO ₂ -äq.
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz
<ul style="list-style-type: none"> – Steigerung Primärenergiebedarf ggü. Referenztechnologie, da Substitution Erdgas mit EE-Strom. – Kritische Rohstoffe: AEL: keine; PEMEL: Iridium und Platin; SOEL: Yttrium, Lanthan, Strontium, Kobalt
Kosteneffizienz
<ul style="list-style-type: none"> – Bis ca. 2040 (geringe) Mehrkosten im Vergleich zur Referenztechnologie. – Ab ca. 2040 Kosteneinsparpotenziale vorhanden.
Inländische Wertschöpfung
<ul style="list-style-type: none"> – Marktanteil von 50 % in Deutschland und 20 % international möglich bis 2050. – Inländische Wertschöpfung bis zu 200 Mio. €/a bis 2020 und im Jahr 2050 ansteigend auf 2,2 - 7,8 Mrd. €/a im Szenario INT_besser_2°C.
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
<ul style="list-style-type: none"> – Deutschland besitzt eine internationale Technologieführerschaft. – Hoher relativer Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen bzw. der deutschen Patente am internationalen Aufkommen.
Gesellschaftliche Akzeptanz
<ul style="list-style-type: none"> – Mittlere Marktakzeptanz. – Eher hohe sozialpolitische und lokale Akzeptanz.
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
<ul style="list-style-type: none"> – langfristig gebundene, hohe Investitionsgüter – flexible Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff (Kraftstoff, Energiespeicher, chemischer Rohstoff).
Abhängigkeit von Infrastrukturen
<ul style="list-style-type: none"> – Option zur Weiternutzung bestehender Infrastruktur (z. B. Erdgasnetz). – Zur Verbreitung und Nutzung von reinem Wasserstoff müssen zusätzliche Infrastrukturen geschaffen werden (H2-Mobilität).
Systemkompatibilität
<p>Positive Wechselwirkung mit Energiesystem:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Möglichkeit zur saisonalen Stromspeicherung – bidirektionale Verbindung der Energiesektoren (Strom- und Gasnetz) – Systemdienstleistung (Regelenergie) – Ggf. Minderung des Stromnetzausbaubedarfs – Erweiterung des Kraftstoffportfolios <p>Negative Wechselwirkung:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Steigerung des Stromverbrauchs ggü. direkter Stromnutzung

1 Beschreibung des Technologiefeldes

1.1 Power-to-Gas (PtG): Wasserstofferzeugung

Die ursprüngliche Definition von Power-to-Gas (PtG) wurde geprägt durch die Konversion von (erneuerbarem) Strom in ein (erneuerbares) Gas. Dabei wird z. B. Wasserstoff und/oder Methan hergestellt, um diese beispielsweise in der vorhandenen Erdgas-Infrastruktur zu speichern oder um sie zeitversetzt oder direkt verschiedenen Nutzungssektoren zuführen zu können. Da sich dieser Wasserstoff chemisch nicht von konventionell hergestelltem unterscheidet (Schenuit et al. 2016), gibt es keine Beschränkung in der Nutzung von Wasserstoff aus PtG-Verfahren. Die wesentlichen Anwendungen von PtG in einem auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem sind:

- Einsatz als Rohstoff in der chemischen Industrie
- Erzeugung von erneuerbaren Kraftstoffen für die Mobilität, die nicht anderweitig substituiert werden können (kurzfristig realisierbarer Eintrittsmarkt „CH₄-Mobilität“, mittelfristig „H₂-Mobilität“)
- Langzeitspeicher für erneuerbare Energie (EE) – unter anderem aus fluktuierend anfallenden Photovoltaik-/Windkraft-Überschüssen
- Stabilisierung des Stromnetzes
- Partielle Verlagerung des Energietransports vom Stromnetz auf das Gasnetz
- Wärmebereitstellung z. B. zum Heizen oder Kochen

Die Chance der bidirektionalen Kopplung von Stromnetz und Gasnetz liegt in einer Konvergenz der Systeme zu einer nachhaltigen Energieversorgung mit Strom, Wärme und Kraftstoff unter Nutzung der vorhandenen Netze zur Energieverteilung und -speicherung.

Wasserstoff ist auf der Erde in praktisch unbegrenzten Mengen vorhanden¹, allerdings fast ausschließlich in chemischen Verbindungen (Wasser, Säuren, Kohlenwasserstoffe und anderen organischen Verbindungen). Deshalb muss Wasserstoff erst gewonnen werden und ist somit ein kohlenstofffreier sekundärer Energieträger, vergleichbar mit Strom oder Wärme. Er zählt jedoch nicht als Primärenergie. Wasserstoff muss somit immer mit einem zusätzlichen Energieaufwand hergestellt werden. Aber dafür können quasi alle Arten an Energiequellen genutzt werden. Spezielle Vorteile des Wasserstoffs sind seine Umweltfreundlichkeit in der Verwendung und Gewinnung aus Wasser, seine Transportfähigkeit und seine hohe gewichtsspezifische Energiedichte. Allerdings ist Wasserstoff aufgrund seiner geringen volumetrischen Speicherdichte speziell im Mobilitätssektor im Nachteil gegenüber Flüssigkraftstoffen wie Benzin, Diesel oder anderen gasförmigen Energieträgern, wie z. B. Erdgas.

Wasserstoff wird heute großtechnisch vor allem in der chemischen und petrochemischen Industrie zur Herstellung von Raffinerieprodukten, Ammoniak und einer Vielzahl von Chemikalien eingesetzt. Abb. 1-1 zeigt einen Überblick über die Aufteilung

¹ Wasserstoff ist das häufigste Element des für uns sichtbaren Universums (70-80 Gew.-%, Rest Helium). In der Erdkruste nimmt Wasserstoff den neunten Platz mit 0,88 Gew.-% ein. Basierend auf der atomaren Konzentration von 15,4 Atom-% ist Wasserstoff das dritthäufigste Element nach Sauerstoff und Silizium.

der Herstellungs- und Verbrauchswege von H_2 in der Welt. Ca. 96 % des Produktionsvolumens von 65 Mio. t/a basiert dabei auf fossilen Ressourcen, hauptsächlich durch Dampfreformierung aus Erdgas (IEA 2007).

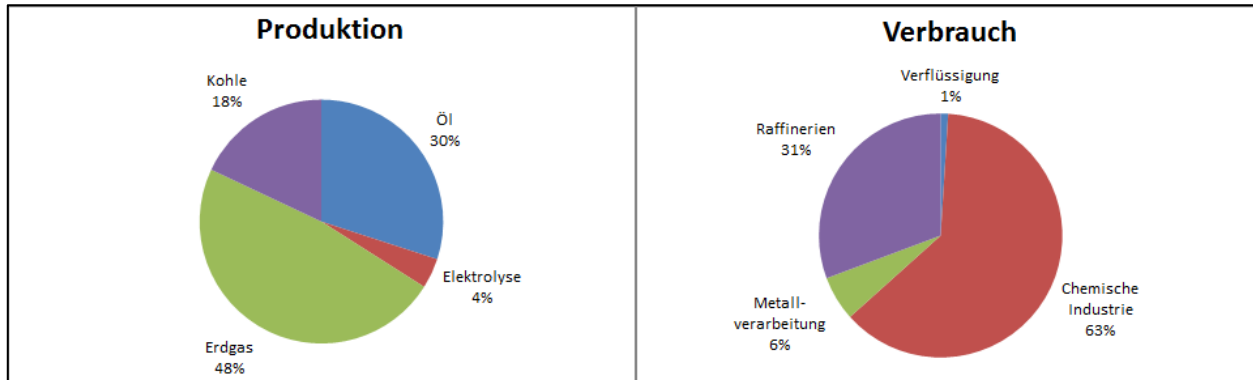


Abb. 1-1 Produktion und Verbrauch von Wasserstoff in der Welt

Quelle: Eigene Darstellung nach IEA (2007) (links); The Linde Group (2016) (rechts)

Es existiert jedoch eine Vielzahl weiterer Möglichkeiten der H_2 -Gewinnung. Abb. 1-2 zeigt die möglichen Energieumwandlungsschritte von Wasserstoff mit den entsprechenden mittleren Umwandlungs-Wirkungsgraden auf.

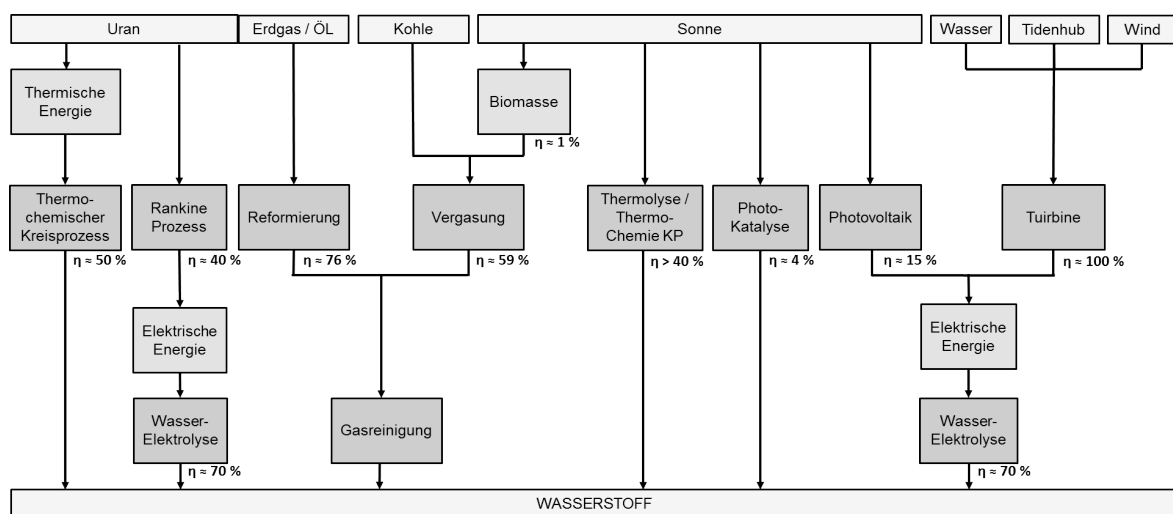


Abb. 1-2 Energieumwandlungsschritte der fossilen und nicht-fossilen Wasserstoffherstellung

Quelle: Eigene Darstellung nach GreenGear (o. J.)

Da in diesem Bericht die elektrolytische Wasserstoffherzeugung aus erneuerbaren Stromquellen im Fokus steht, beschränken sich die weiteren Ausführungen auf diesen Herstellungspfad. Die auf erneuerbaren Energien beruhenden Energieumwandlungsschritte sind der Abb. 1-3 zu entnehmen.

Die elektrische Energie für die Wasserelektrolyse kann entweder in einem Schritt, wie bei Photovoltaik, oder in zwei Schritten beispielsweise mit dem Zwischenschritt der mechanischen Energie wie bei einer Windkraftanlage erzeugt werden. Auch so-

larthermische Anlagen, die zuerst thermische Energie aus Solarenergie bereitstellen, können die elektrische Energie für die Wasserelektrolyse liefern.

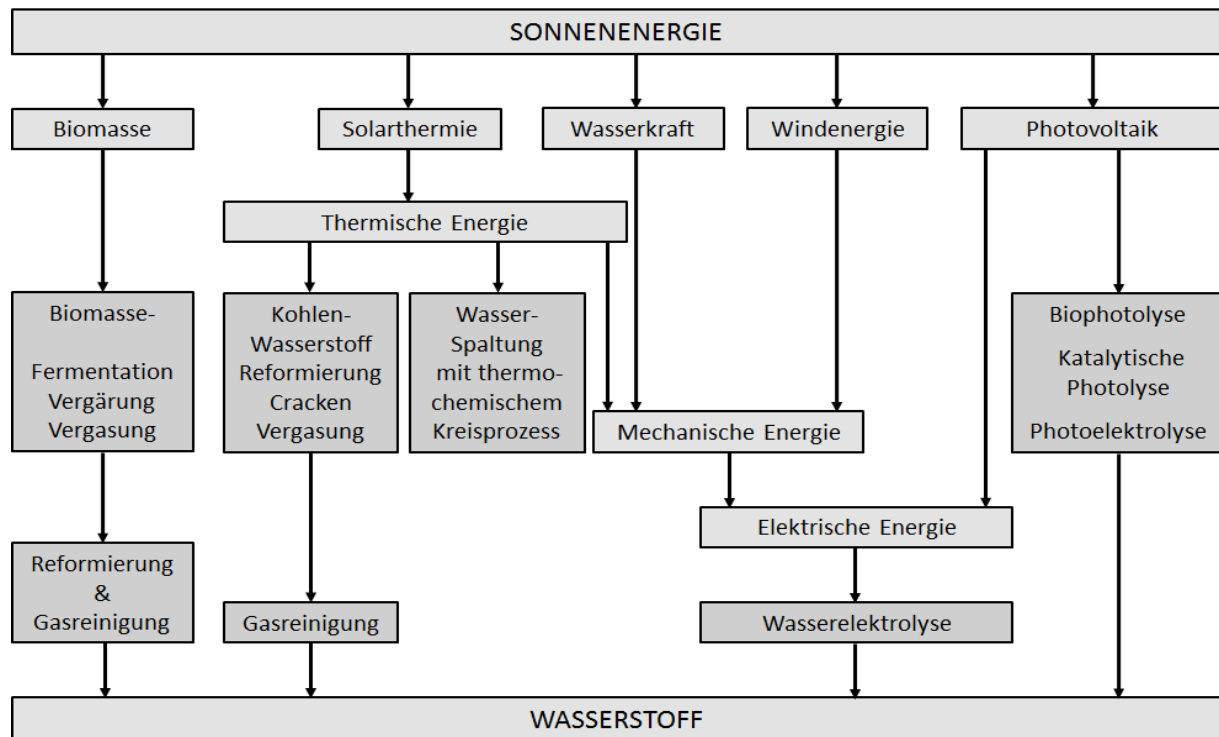


Abb. 1-3 Energieumwandlungsschritte der nicht-fossilen Wasserstoffherstellung

Quelle: Eigene Darstellung nach Netzwerk Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW (2009)

Die im Bericht „Energietechnologien 2050“ (Wietschel et al. 2010) erwähnten F&E-Empfehlungen wurden bisher nur teilweise umgesetzt. Verbesserungen wurden vor allem im Bereich der Infrastruktur erzielt. Durch den Bau mehrerer Wasserstoff-tankstellen wurde damit begonnen, den Grundstein für eine landesweite Wasserstoffinfrastruktur zu legen. Allerdings ist die Nachfrage nach Brennstoffzellenautos immer noch relativ niedrig, so dass keine wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit zu etablierten PKW besteht. Weiterhin besteht Forschungsbedarf in der Verbesserung des Teillastverhaltens sowie bei der Entwicklung neuer verbesserter Katalysatoren. Außerdem sind nach wie vor Innovationen im Bereich der vielversprechenden Hoch-temperaturelektrolyse zu erzielen. Diese betreffen vor allem materialtechnische Probleme aufgrund der hohen Betriebstemperatur des Prozesses.

1.2 Technologieüberblick Elektrolyse

In Elektrolyseuren² erfolgt die Umkehrung der in Brennstoffzellen ablaufenden Reaktion, die Zersetzung des Wassermoleküls in Wasserstoff und Sauerstoff durch elektrischen Gleichstrom oder pulsierenden Gleichstrom. Zur Erzeugung eines Normkubikmeters Wasserstoff muss eine Energie von theoretisch 3,54 kWh aufgewendet werden (Friedrich 2012). Das entspricht dem oberen Heizwert von Wasser-

² Siehe zu den Ausführungen zu Elektrolyseuren Schurnberger et al. (2004); BMWA (2005); Ball (2006); NOW (2008); Fell (2008).

stoff. Die in einem Elektrolyseur stattfindende Wasserzersetzung besteht aus zwei Teilreaktionen, die an den beiden Elektroden (Kathode und Anode) ablaufen. An der Kathode entsteht Wasserstoff, an der Anode Sauerstoff. Der dazu notwendige Ladungsausgleich zwischen beiden Teilreaktionen erfolgt durch Ionenleitung über einen Elektrolyten. Zwischen den Reaktionsräumen der Elektroden ist ein Separator (gastrennende Membran) angeordnet, der die Trennung der Produktgase Wasserstoff und Sauerstoff sicherstellt.

Aufgrund des modularen Aufbaus von Elektrolyseuren ist eine Aufwärtsskalierung einfach möglich. Wasser-Elektrolyseure lassen sich nach der Art der eingesetzten Elektrolyte in drei relevante Gattungen unterteilen:

- Die alkalische Elektrolyse (AEL) mit wässriger Kali- oder Natronlauge als Elektrolyt,
- die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL) mit einer protonenleitenden Membran als Elektrolyt und
- die Feststoff-Oxid-Hochtemperatur-Elektrolyse (engl. SOEL; Solid Oxid Electrolysis) mit einer keramischen ionenleitenden Membran.

Diese drei Elektrolysetechniken werden im Folgenden genauer erläutert.

Zudem kann zusätzlich zwischen druckloser, atmosphärischer Elektrolyse und Druckelektrolyse unterschieden werden. Einen Überblick über den aktuellen Stand der wichtigsten techno-ökonomischen Kennzahlen der drei Elektrolysetechniken bietet Tab. 1-1.

Eine Unterform der protonenleitenden Membranelektrolyse (PEMEL), bei der die Membran ionenleitend wirkt, vergleichbar der alkalischen Elektrolyse, wird mit A-EM-Electrolysis (Alkaline Electrolyte Membran) abgekürzt. Diese Technologie befindet sich aber noch in einem anfänglichen Entwicklungsstadium und wird daher hier im Bericht nicht näher betrachtet.

Im Folgenden werden nur die momentan wichtigsten drei Elektrolysetechniken AEL, PEMEL und SOEL betrachtet.

1.2.1 Alkalische Elektrolyse (AEL)

Die alkalische Wasserelektrolyse ist die älteste und am weitesten verbreitete Technologie. Sie wird heute überwiegend dort eingesetzt, wo Strom sehr günstig zur Verfügung steht, der Transport von reinem Wasserstoff zum Verbrauchsort zu teuer ist, wenn variable Mengen von Wasserstoff benötigt werden, und wo die Bevorratung von Wasserstoff in den benötigten Mengen nicht möglich ist. Im kommerziellen Bereich werden mit Ausnahme der von GHW und Lurgi entwickelten 3-MPa-Druckelektrolyseure bzw. der von McPhy entwickelten 5-MPa-Druckelektrolyseure alkalische Elektrolyseure nahe Atmosphärendruck bis zu einigen Bar Überdruck betrieben. Abb. 1-4 zeigt das Prinzip einer einzelnen alkalischen Elektrolysezelle, mit deren Hilfe die Funktion nachfolgend beispielhaft und einfach erläutert werden kann.

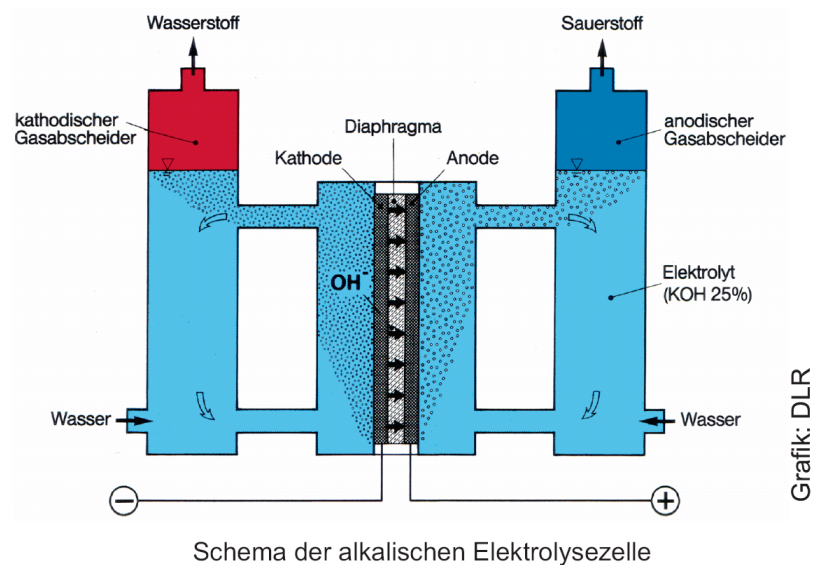


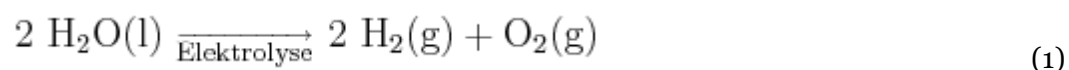
Abb. 1-4 Funktionsweise einer alkalischen Elektrolysezelle

Quelle: DLR (2012)

Eine Stromquelle wird an den Minuspol (Kathode) der Elektrolysezelle und an ihren Pluspol (Anode) der Zelle angeschlossen. Die Zelle ist mit einem Gemisch aus Wasser und Kalilauge, dem sogenannten Elektrolyt, gefüllt. Wenn die Spannung der Stromquelle höher ist als das sogenannte elektrochemische Zersetzungspotenzial plus einer Überspannung zur Überwindung aller elektrischen Anschlusswiderstände des Stromkreises, fließt ein elektrischer Strom zur Elektrolysezelle. Auf der Kathodenseite wird in einer Teilreaktion mit zwei Elektronen aus dem Stromkreis pro zwei Wassermolekülen unter Bildung eines OH^- -Ions ein Wasserstoffmolekül gebildet. Viele Gasmoleküle zusammen bilden Gasblasen und -perlen aus. Die OH^- -Ionen werden durch die angelegte Betriebsspannung über die Flüssigkeit durch das Diaphragma hindurch zur Anode transportiert. Hier werden sie mit Wasserstoffatomen des Wassers an der Anode wieder zu Wasser rekombiniert. Dabei bleiben Sauerstoffatome übrig, die ebenfalls an der Anode zu Sauerstoffmolekülen zusammengesetzt werden. Viele dieser Moleküle bilden auf der Anodenseite zusammen wieder Sauerstoff-Gasblasen, die aus der Elektrolytflüssigkeit ausperlen.

Auf der Wasserstoffseite wird genau das doppelte Gasvolumen produziert wie auf der Sauerstoffseite.

Chemisch wird dieser Prozess als Gesamtreaktion folgendermaßen ausgedrückt:



Die in den letzten Jahren deutlich gestiegenen Wirkungsgrade (Tab. 1-1) der Umsetzung von elektrischer Energie in Wasserstoff liegen bei der alkalischen Elektrolyse zwischen 51 und 79 % (bezogen auf den Brennwert des Wasserstoffs) (Gwi et al. 2014).

1.2.2 Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL)

Eine weitere Wasserelektrolyse-Technologie ist die PEMEL-Elektrolyse, die sich am Beginn der industriellen Umsetzung befindet. Diese Technologie nutzt derzeit hauptsächlich Ionen-leitfähige Kunststoffmembranen auf der Basis von Perfluorsulfonsäure Ionomeren (PFSA). Bei der PEMEL-Elektrolyse wird das Speisewasser auf der Anodenseite zugeführt. Hier wird im ersten Schritt Sauerstoffgas erzeugt und die übrig bleibenden H^+ -Ionen werden durch die Ionen-leitfähige Membran auf die Kathodenseite transportiert. An der Kathode wird, wie bei der alkalischen Zelle Wasserstoffgas erzeugt. Für den Transport der H^+ -Ionen durch die Membran hindurch wird ein saurer anstelle eines alkalischen Elektrolyten benötigt. Der saure Elektrolyt ist in diesem Fall nicht in flüssiger Form vorhanden, sondern in Form einer festen Membran.

Chemisch kann dieser Prozess in zwei Teilreaktionen ausgedrückt werden, die zusammen eine Gesamtreaktion bilden:

Anodenreaktion:



Kathodenreaktion:



Gesamtreaktion:



1.2.3 Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEL)

An der Hochtemperatur-Elektrolyse wird schon seit längerer Zeit intensiv geforscht. Sie befindet sich allerdings noch im Labormaßstab. Die SOEL wird bei 700 bis 1.000 °C mit ZrO_2 -Keramik als Elektrolyt und Wasserdampf betrieben. Das Prinzip dieser Technik basiert auf der Umkehrfunktion der Festoxidbrennstoffzelle (engl. Solid Oxide Fuel Cell; SOFC-Brennstoffzelle). Beide Halbzellen sind durch einen O_2 -leitenden Festelektrolyten getrennt, an dem jeweils die Elektroden angebracht sind. An der Kathode wird überhitzter Wasserdampf zugeführt, der mit zwei Elektronen zu Wasserstoff und O_2 -Ionen reagiert. Die O_2 -Ionen diffundieren durch den Elektrolyten zur Anode, an der sie unter Elektronenabgabe zu Sauerstoff reagieren. Die Reaktionsgleichungen sehen dabei folgendermaßen aus:

Anodenreaktion:



Kathodenreaktion:



Gesamtreaktion:



Für die chemische Dissoziation von Wasserdampf ist im Vergleich zu flüssigem Wasser ein geringerer Einsatz von elektrischem Strom notwendig. Durch die Einkopp-

lung von externer Hochtemperatur-Wärme (Herstellung von Wasserdampf) ist es möglich, einen Großteil der benötigten Energie in Form von Prozesswärme bereitzustellen und den Einsatz an elektrischer Energie zu verringern.

Tab. 1-1 Techno-ökonomische Kennzahlen der Elektrolyseverfahren: AEL, PEMEL und SOEL (Stand 2016)

Kriterium	Einheit	AEL	PEMEL	SOEL
Stack-Wirkungsgrad (bez. auf Brennwert) ^{*)}	%	60-84	46-84	>100 ^{**)}
Systemwirkungsgrad (bez. auf Brennwert)	%	51-79	47-79	k.a.
Betriebstemperatur	°C	60-80	50-80	700-1.000
Max. Betriebsdruck	Bar	<50	<350	1
Stromdichte	A/cm ²	0,2-0,4	0,6-3,0	0,4-2
Minimale Teillastfähigkeit	%	20-40	~10	k.a.
Verfügbare Stack-Größe	Nm ³ /h	800	250	5,7
Edelmetallbedarf	-	-	2 (Ir); 0,5-1 (Pt)	-
Lebensdauer Stack	H	<90.000	<60.000	3.500
Systemgröße	kW	1,8-5.300	0,2-400	<40
Investitionskosten	€/kW	1.000-1.200	1.500-2.300	2.500

^{*)} bezogen auf den Einsatz elektrischer Energie

^{**)} Substitution elektrischer Energie durch thermische Hochtemperaturrenergie

k.a.= keine Angabe

Quelle: Eigene Darstellung nach Gwi et al. (2014); Müller et al. (2016)

1.3 Wasserstofferzeugung zur fluktuierenden Energiespeicherung

Wasserstoff als chemischer Energieträger bietet sich zur Speicherung der fluktuierend anfallenden regenerativen Energie an. In Abb. 1-3 sind die ersten Energiewandlungsschritte von Solarenergie in elektrische Energie mittels Solarthermie, Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik dargestellt. Allerdings gibt es eine Reihe verfahrenstechnischer Herausforderungen, die zur Bereitstellung dieser Energieform zu bewältigen sind. Diese werden nachfolgend genauer betrachtet.

Elektrolysestrom und Zellspannung können der von fluktuierenden Energieträgern vorgegebenen Leistungskurve verzögerungsfrei folgen (elektrochemische Vorgänge reagieren praktisch verzögerungsfrei auf Leistungssprünge). Allerdings sind die Zeitkonstanten nachgeschalteter Systemkomponenten (Elektrolytkreislauf, Druckregler, Produktgas-Separatoren) deutlich größer. Deshalb muss das dynamische Verhalten dieser Komponenten optimiert werden. Ein weiteres Problem ist, dass sich mit abnehmender Stromdichte (Teillastbetrieb) die Produktqualität ändert (Schurnberger et al. 2004). In NOW (2008) wird der derzeitige Arbeitsbereich bei alkalischen

Elektrolyseuren mit 20-80 % Teillast und bei PEMEL-Elektrolyseuren mit 0 bis 100 % Teillast angegeben.

1.4 Wasserstoffbereitstellung

Die spezifischen physikalischen Eigenschaften des Wasserstoffs und seine relativ geringe volumetrische Speicherdichte stellen eine Herausforderung für zukünftige Versorgungssysteme dar. Wasserstoff muss aufgrund dieser Eigenschaften für den Einsatz im stationären wie auch mobilen Bereich als Energieträger gespeichert werden. Dies erfolgt durch Verdichtung, Verflüssigung oder auch durch die Direkteinspeisung in das vorhandene Erdgasnetz als Speicheroption zum Ausgleich fluktuierender Stromeinspeisung ins öffentliche Stromnetz. Im Folgenden werden die Techniken der Verdichtung und Verflüssigung genauer betrachtet.

1.4.1 Wasserstoffverdichtung

Wasserstoffverdichter werden in der chemischen Industrie seit Jahrzehnten eingesetzt und gelten als Stand der Technik. Der Wasserstoff wird hierzu durch einen Kompressor verdichtet und in einen Druckgasbehälter mit Ventil eingefüllt. Der Kompressionsaufwand liegt zwischen 8 % bei 200 bar und 13 % bei 800 bar der zu verdichtenden Wasserstoffenergie in Form von Elektrizität (Bossel 2009). Hier gibt es sowohl Forschungsbedarf für die Entwicklung neuer Verdichter-Prinzipien (z. B. elektrochemischer Verdichter) als auch Entwicklungsaufwand bei industriell verfügbaren Verdichtern (ionischer Verdichter, intermittierender Langzeitbetrieb, öl- und covergas-loser Betrieb, Langzeit-Wartungsintervalle) (Trudewind und Wagner 2008). Neben der Effizienzsteigerung spielt auch die Systemstabilität eine wichtige Rolle. Weiterer Forschungsbedarf ist, besonders in Hinblick auf fluktuierende Betriebsweisen, vorhanden um Verfügbarkeit und Langzeitstabilität weiter zu erhöhen.

Zu diesen Komponenten zählen auch die Wasserstoff-Kompressoren. Während Kompressoren bisher typischerweise für eine spezielle Anforderung (Höchstdruck, Kostenminimierung oder Effizienzoptimum) entwickelt wurden, müssen Wasserstoff-Kompressoren folgenden betrieblichen Anforderungen gleichzeitig genügen:

- Erzielung sehr hoher Enddrücke (Nennarbeitsdruck bis zu 100 MPa, z. B. PKW-Betankung)
- Arbeit bei variierenden Arbeitsdrücken
- hohe Förderraten z. B. zur Verkürzung der Betankungszeit
- schnelles Anlaufen und intermittierender Betriebsweise
- Verlängerung der Lebensdauer
- Senkung der Investitionskosten
- Erhöhung der energetischen Effizienz
- Senkung der Wartungskosten; z. B. durch Verlängerung der Serviceintervalle des Austauschs

Ein Forschungs- und Entwicklungsansatz besteht zum Beispiel in der Kopplung unterschiedlicher Kompressionsprinzipien bzw. im Aufbau kaskadierter, mehrstufiger Gesamtprozesse (stufenweiser Druckanstieg mit Zwischenspeicherung).

Hierfür besteht F&E-Bedarf in der Weiterentwicklung des eigentlichen Kompressionsverfahrens (z. B. elektrochemischer Kompressor) und auch in der Prozesseinbindung (z. B. Verschaltungskonzepte).

1.4.2 Wasserstoffverflüssigung

Durch Kompression wird der volumetrische Speicherinhalt um einen Faktor X erhöht. Wenn dies nicht ausreichend ist, besteht die Möglichkeit durch Verflüssigung eine weitere Erhöhung der Speicherdichte um Faktor x zu erzielen. Dies ist von Vorteil, wenn Wasserstoff transportiert oder gelagert werden soll. Flüssiger Wasserstoff ist bei -253 °C tiefkalt. Ein Wärmeeintrag von außen in den Speicher sorgt für Verdampfung und bedarf daher einer kontinuierlichen Off-Gas-Behandlung, weswegen sich flüssiger Wasserstoff eher nicht für den mobilen Einsatz in PKW eignet. Seit den 1950er Jahren wird Flüssigwasserstoff in der Raumfahrtindustrie eingesetzt. Weltweit sind einige dutzend Verflüssiger im kommerziellen Einsatz. Zur Verflüssigung von Wasserstoff muss dieser auf -253 °C gekühlt werden. In einem mehrstufigen, energieintensiven Verfahren wird das gereinigte Gas auf diese Temperatur gekühlt. Dabei bedient man sich der isentropen Entspannung und der Entspannung unter Ausnutzung des Joule-Thomson-Effekts. Im industriellen Maßstab geschieht dies heute ausschließlich auf Basis des Claude-Prozesses. Die große Herausforderung bei den Verflüssigern liegt in der Reduzierung des Stromeinsatzes für die Verflüssigung. Damit einher geht die Reduzierung der Kosten (der Strompreis dominiert die Herstellungskosten) und die Erhöhung des Wirkungsgrades der Anlage. Tab. 1-2 gibt einen Überblick über die aktuellen und die Zielgrößen verschiedener technischer Daten von Wasserstoff-Verflüssigern.

Mögliche F&E-Ansätze zur Effizienzsteigerung der Verflüssigungsprozesse liegen unter anderem in der Wahl des Kältemittels (Neon oder Neon-Helium-Gemische anstelle von Wasserstoff oder Helium). Allerdings wird auch an neuen Verfahren gearbeitet, die nicht auf den Joule-Thomson-Effekt angewiesen sind (Peltier-Elemente oder magnetokalorische Verfahren) (LBST 2001; Innovation Report 2008). Darüber hinaus lassen sich weitere Einsparungen durch eine intelligente Systemtechnik erschließen, wie z. B. die Wasserstoffproduktion bei hohem Vordruck oder die Kopplung von Hochdruckzwischen speichern mit Verflüssigern. Diese Aufgabe obliegt Prozess- und Systemingenieuren.

Besondere Herausforderungen ergeben sich insbesondere durch eine Systemintegration von Verflüssigern in eine Wasserstofferzeugung mittels fluktuierender Energieträger (insbesondere Wind). Diese sind der Tatsache geschuldet, dass Verflüssiger sehr adynamisch sind und am besten konstant gehalten und mit hohen Volllaststunden betrieben werden sollten. Daher erfordert eine derartige Anwendung Zwischenspeicher.

Tab. 1-2 Technische und ökonomische Entwicklungsziele Wasserstoff-Verflüssiger

Technische Daten	Einheit	Heute			Zielgröße
Kapazität	MW _{H₂}	10	50	100	300
Kapazität	t LH ₂ /Tag	7	36	72	216
Volllaststunden	h/a	8.000	8.000	8.000	8.000
Spezifische Stromnachfrage	kWh _{el} /kWh _{H₂}	0,40	0,33	0,31	0,22
Carnot-Wirkungsgrad	%	21	25	27	33
Lebensdauer	a	30	30	30	30
Ökonomische Daten	Einheit	Heute			Zielgröße
Spezifische Investitionen	€/kW _{H₂}	2.800	1.500	1.000	733
Kosten H ₂ bei einem Strompreis von 4,4 ct/kWh	ct/kWh _{H₂}	6,35	3,91	3,00	2,17

Quelle: Ball et al. (2009)

2 Stand F&E in Deutschland

2.1 Einleitung

Der größte Teil der heutigen weltweiten Wasserstoffproduktion von 65 Mio. t/a entsteht als Neben- oder Koppelprodukt in Prozessen der chemischen Industrie und wird auch von dieser selbst in anderen Prozessen wieder verbraucht. Anfang des 20. Jahrhunderts bestand die Gasversorgung ausschließlich aus Stadtgas, einem Kohlen- gas, das mehr als 50 % Wasserstoff enthält. Deswegen sind Technologien für die Herstellung und Bearbeitung von industriellem Wasserstoff gut erforscht und kommerziell verfügbar.

Im Jahre 2007 wurde Wasserstoff weltweit zu 48 % aus Erdgas, zu 30 % aus Öl und Prozessgasen aus Raffinerien und der chemischen Industrie, zu 18 % aus Kohle und zu 4 % durch Elektrolyse hergestellt (IEA 2007).

Industriepolitischer Konsens ist, dass die Wasserstoffherstellung mit möglichst geringen CO₂-Emissionen verbunden sein sollte und dass bei der Wasserstoffherstellung aus Gründen einer künftig sicheren Energieversorgung anfangs noch ein breiter Mix an Primärenergien zum Einsatz kommen wird.

In der ersten Phase des Infrastrukturaufbaus ist insbesondere für Gebiete mit geringer Nachfrage die Bereitstellung von Wasserstoff aus Industrieanlagen (Nebenproduktwasserstoff) oder die Produktion von Wasserstoff in Biomassevergasungsanlagen die günstigste Option. Transport und Verteilung erfolgen dann in Form von Flüssigwasserstoff mittels Tanklastzügen (vgl. hierzu und zum Folgenden GermanHy 2008). In der Nähe lokaler oder regionaler Wasserstoff-Erzeugungsanlagen können auch kleinere Pipelinenetzwerke entstehen.

In der ersten Phase des Infrastrukturaufbaus könnten weiterhin dezentrale Erdgas-reformer direkt an der Tankstelle eine wichtige Herstellungstechnologie für Wasserstoff sein, wobei hier die Wirtschaftlichkeit noch detailliert untersucht werden muss. Da die Reformer aus Kostengründen eher für gut ausgelastete Tankstellen in Frage kommen, ist ihr Einsatz zuerst in den Ballungsgebieten wahrscheinlich. Einer massiven Verbreitung sind allerdings aus Klimaschutzgründen Grenzen gesetzt, und sie sollte durch eine Wasserstoffherzeugung aus regenerativen Quellen ersetzt werden: Eine Abtrennung von CO₂ aus On-Site-Reformern mit Erdgas kommt aus wirtschaftlichen Überlegungen nicht in Frage.

2.2 Stand F&E in Deutschland

In den letzten Jahren, etwa ab 2010, gab es in der PtG-Technologie einen großen Aufschwung, infolgedessen mehrere Neuanlagen in Betrieb genommen wurden. Mittlerweile existieren 26 Anlagen in Deutschland, die Wasserstoff mittels Elektrolyse herstellen (Stand 2015). Damit ist Deutschland weltweiter Vorreiter im Bereich von PtG-Projekten. Einen Überblick über die bestehenden PtG-Anlagen in Deutschland bietet Tab. 2-1.

Tab. 2-1 Darstellung von PtG-Projekten in Deutschland

Ort	Projektart	Prozess	Nutzung	Elektrolyse	Anschluss-Leistung (MW)
Freiburg	Demonstration	H ₂ -Erzeugung	Mobilität, Druckabfüllung	PEMEL	0,04
Frankfurt a.M.	Demonstration	H ₂ -Erzeugung	Erdgasnetz, Einspeisung	PEMEL	0,3
Hanau	Demonstration	H ₂ -Erzeugung	Brennstoffzellen, Nutzung	PEMEL	0,035
Grapzow	Demonstration	H ₂ -Erzeugung	Erdgasnetz,-Einspeisung, Druckabfüllung, Rückverstromung	AEL	1
Stralsund	Demonstration	H ₂ -Erzeugung	Mobilität, Druckabfüllung, Nutzung für Heizzwecke, Rückverstromung	Druck-AEL	0,02
Herten	Demonstration	H ₂ -Erzeugung	k. A.	AEL	0,15
Ibbenbüren	Demonstration	H ₂ -Erzeugung	Erdgasnetz, Einspeisung, Rückverstromung	PEMEL	0,15
Straubing	Pilot	H ₂ -Erzeugung, Methanisierung	k. A.	k. A.	k. A.
Falkenhagen	Pilot	H ₂ -Erzeugung	Erdgasnetz, Einspeisung	AEL	2
Flughafen Berlin Brandenburg	Pilot	H ₂ -Erzeugung	Mobilität, Druckabfüllung	AEL	0,5
Reussenköge	Pilot	H ₂ -Erzeugung	Chemierohstoff, Rückverstromung	PEMEL	1
Hamburg-Reitbrook	Pilot	H ₂ -Erzeugung	Erdgasnetz,-Einspeisung	PEMEL	1,5
Hamburg Schnackenburgallee	Pilot	H ₂ -Erzeugung	Mobilität	PEMEL	0,18
Allendorf	Pilot	H ₂ -Erzeugung, Methanisierung	Mobilität, Erdgasnetz, Einspeisung	PEMEL	0,3
Stuttgart Talstrasse	Forschung	H ₂ -Erzeugung	Mobilität	AEL	0,4
Stuttgart ZSW I	Forschung	H ₂ -Erzeugung	k. A.	Druck-AEL	0,1
Stuttgart ZSW II	Forschung	H ₂ -Erzeugung, Methanisierung	k. A.	Druck-AEL	0,25
Schwandorf	Forschung	H ₂ -Erzeugung, Methanisierung	Rückverstromung	PEMEL	0,275
Cottbus	Forschung	H ₂ -Erzeugung	k. A.	AEL	k. A.
Kirchheimbonganden	Forschung	H ₂ -Erzeugung, Methanisierung	Erdgasnetz, Einspeisung	k. A.	k. A.
Mainz	Forschung	H ₂ -Erzeugung	Mobilität, Erdgasnetz,-Einspeisung, Druckabfüllung, Chemierohstoff	PEMEL	6
Prenzlau	Praxis	H ₂ -Erzeugung	Mobilität, Rückverstromung	AEL	0,6

Ort	Projektart	Prozess	Nutzung	Elektrolyse	Anschluss-Leistung (MW)
Hamburg Hafencity	Praxis	H ₂ -Erzeugung	Mobilität	AEL	0,96
Werlte	Praxis	H ₂ -Erzeugung, Methanisierung	Mobilität, Erdgasnetz, Einspeisung	AEL	6
Dresden	Praxis	H ₂ -Erzeugung, Kraftstofferzeugung	k. A.	SOEL	0,01
Hypos e.V.	Praxis	H ₂ -Erzeugung, Methanisierung	Erdgasnetz, Einspeisung, Speicherung, Mobilität, Rückverstromung	k. A.	k. A.

AEL= Alkalische Elektrolyse, PEMEL= Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse, SOEL= Solid Oxide Electrolysis
k. a. = keine Angabe

Quelle: Eigene Darstellung nach Greenfacts und DVGW (2015)

Um größere Mengen erneuerbarer Energien in die Wasserstoffproduktion einzubeziehen, ist für Deutschland neben der Photovoltaik die On- und Offshore-Windenergie eine zentrale Option. Alle drei Energiewandler stellen direkt elektrische Energie zur Verfügung, die in Elektrolyseanlagen genutzt werden kann. Die Einbindung der Offshore-Windenergie zur Wasserstofferzeugung würde ab 2025 die Entwicklung eines Wasserstoff-Pipelinenetzes zum Abtransport des zentral erzeugten Wasserstoffs aus Norddeutschland und zur Verteilung in die südlicheren Nutzerzentren bedingen. Weitere Pipelinenetze könnten sich darüber hinaus, ausgehend von ersten regionalen oder zentralen fossilen Wasserstoff-Produktionsanlagen, zur Versorgung von Ballungsräumen entwickeln. Die Einbindung der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) in diese Infrastruktur könnte ebenfalls eine Option sein.

Wenn die Wasserstoffnachfrage steigt, können zunehmend zentrale Anlagen an Bedeutung gewinnen, weil dann Größenvorteile die Wirtschaftlichkeit beeinflussen.

Europa und insbesondere Deutschland sind international gut platziert in Bezug auf die technische Expertise bei den Wasserstoffherstellungstechnologien, insbesondere im Hinblick auf die Entwicklung der elektrolytischen Wasserstofferzeugung. Dies betrifft sowohl Grundlagenforschung als auch die Anlagenentwicklung und notwendigen Produktions-Technologien. Die öffentlichen F&E-Ausgaben in Deutschland der über das NIP (Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie) bereitgestellten Mittel dürfen auch im internationalen Vergleich als ambitioniert bezeichnet werden (siehe NOW 2009). Die europäische Joint-Technology-Initiative Fuel Cell and Hydrogen (JTI FCH) stellt auch auf EU-Ebene die Förderung von Wasserstofftechnologien mittelfristig sicher.

2.3 Stand F&E in der Welt

Nicht nur in Deutschland, sondern auch in anderen Teilen der Welt gewinnt die PtG-Technologie immer mehr an Bedeutung. Schon 1996 hat die Tohoku Universität in Japan den weltweit ersten Prototypen einer PtG-Anlage entwickelt. Lange Zeit war sie die einzige Universität, an der auf diesem Gebiet geforscht wurde. Jedoch folgten einige andere Länder ab 2009 ihrem Beispiel, als die besondere Bedeutung dieser Technologie in Bezug auf Elektrizitätsspeicherung bekannt wurde (Bailera et al.

2016). Neben Japan sind international auch die USA führend in der Formulierung einer nationalen Strategie und bei der öffentlichen Unterstützung in Verbindung mit einem starken Industrie- und Forschungsengagement. Einen Überblick über abgeschlossene und aktuelle PtG-Projekte zur elektrolytischen H₂-Erzeugung weltweit bietet Tab. 2-2.

Tab. 2-2 Darstellung von PtG-Gas Projekten außerhalb Deutschlands

Ort	Projektart	Prozess	Nutzung	Elektrolyse-technik	Anschluss-Leistung (MW)
Avedøre, Dänemark	Demonstration	H ₂ -Erzeugung, Methanisierung	Erdgasnetzeinspeisung	AEL	1
Foulum, Dänemark	Demonstration	H ₂ -Erzeugung, Methanisierung	k. A.	k. A.	0,25
Midtjylland, Dänemark	Demonstration	H ₂ -Erzeugung, Methanisierung	k. A.	SOEL	0,04
Rozenburg, Niederlande	Demonstration	H ₂ -Erzeugung, Methanisierung	Forschung	PEMEL	0,008
Golden, USA	Demonstration	H ₂ -Erzeugung, Methanisierung	Erdgasnetzeinspeisung	PEMEL	0,15
Spanien	Pilot	H ₂ -Erzeugung, Methanisierung	Erdgasnetzeinspeisung	AEL	0,015
Köping, Schweden	Pilot	H ₂ -Erzeugung, Methanisierung	Forschung	PEMEL	0,5
Rayong, Thailand	Pilot	H ₂ -Erzeugung, Methanisierung	k. A.	AEL	k. A.
Tohoku, Japan	Pilot	H ₂ -Erzeugung, Methanisierung	k. A.	AEL	k. A.
Chicago, USA	Forschung	H ₂ -Erzeugung, Methanisierung	Forschung	k. A.	0,001
Leoben, Österreich	Forschung	H ₂ -Erzeugung, Methanisierung	Forschung	PEMEL	0,1
Leoben, Österreich	Forschung	H ₂ -Erzeugung, Methanisierung	Forschung	k. A.	k. A.
Villigen, Schweiz	Forschung	H ₂ -Erzeugung, Methanisierung	Mobilität	PEMEL	0,1
Reno, USA	Forschung	H ₂ -Erzeugung, Methanisierung	k. A.	PEMEL	0,005
Dübendorf, Schweiz	Forschung	H ₂ -Erzeugung, Methanisierung	Forschung	k. A.	k. A.
Tohoku, Japan	Prototyp	H ₂ -Erzeugung, Methanisierung	k. A.	AEL	k. A.

Quelle: Eigene Darstellung nach Bailera et al. (2016); Store & Go (o. J.); BioCatProjekt (2014); Electrochaea (o. J.) und Energiforskning (o. J.)

2.4 Stand der Elektrolysetechnik

Derzeit ist die Elektrolyse in der erforderlichen MW_{el} -Leistungsklasse bis über 5 MW_{el} als alkalische und in der unteren MW_{el} -Leistungsklasse bis ca. 2 MW_{el} als PEMEL-Elektrolyse am Markt verfügbar. Die SOEL-Elektrolyse befindet sich noch im Forschungsstadium und ist derzeit im Leistungsbereich von $10\text{--}50 \text{ kW}_{\text{el}}$ im Test. Weitere Informationen über die spezifischen Eigenschaften sowie Entwicklungspotenziale sind den Kapiteln 2.4.1 bis 2.4.3 und der Tab. 2-3 zu entnehmen.

Aufgrund des zurzeit noch fehlenden Marktes sind die verfügbaren Elektrolyseure jedoch keine Serienprodukte und werden für die MW_{el} -Leistungsklasse als Sonderanfertigungen oder in Manufakturbauweise mit den damit verbundenen hohen spezifischen Kosten ausgelegt und gefertigt. Neben dem Ziel der Wirkungsgradverbesserung bei der Wasserspaltung und des Gesamtprozesses der Wasserstofferzeugung liegt der Fokus bei der Elektrolyse insbesondere auf der Entwicklung neuer Elektrolyseblock-Konzepte. Außerdem liegen noch große Herausforderungen in der Entwicklung korrespondierender, serientauglicher Fertigungsverfahren, der Minimierung des spezifischen Energieverbrauchs und der Lebensdauerverlängerung für die zentralen elektrochemischen Komponenten und katalytischen Beschichtungen. Des Weiteren wird eine Kostenreduktion durch Modularisierung und Up-Scaling der Wasserstoff-Erzeugungsanlagen angestrebt. Auch die Minimierung des Wartungs- und Reparaturaufwandes und die Betriebsautomatisierung inklusive Fernbedienbarkeit sind im Fokus der technischen Entwicklung.

Insgesamt besteht bei den Elektrolyseuren noch der Bedarf, große Anlagen zu errichten, um große Wasserstoffmengen zu erzeugen. Im Fokus steht dabei u. a. die Kopplung mit erneuerbaren Energien, insbesondere Windparks, oder Kraftwerksreserven (GermanHy 2008; HFP 2007; Trudewind und Wagner 2008).

Weiterhin wird an einer Regenerativen Brennstoffzelle (engl. RFC; Regenerative Fuel Cell) im Grundlagenbereich geforscht, die durch Umkehr der Stromrichtung zum einen Wasserstoff und zum anderen wieder Strom aus Wasserstoff liefert.

2.4.1 Alkalische Elektrolyse (AEL)

Die in den letzten Jahren deutlich gestiegenen Wirkungsgrade der Umsetzung von elektrischer Energie in Wasserstoff liegen bei der klassischen alkalischen Elektrolyse zwischen 51 und 79 % (bezogen auf den Brennwert des Wasserstoffs) (Gwi et al. 2014). Die Stromkosten determinieren neben den Volllaststunden im Wesentlichen die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyse. Fundamentale Entwicklungsarbeiten laufen deshalb auf die Erhöhung des Wirkungsgrades und eine verlängerte Lebensdauer beziehungsweise eine Minimierung von Degradationseffekten hinaus. Dies soll unter anderem durch aktivierte Elektroden, verbesserte Katalysatoren und Diaphragmen sowie neue bzw. Ersatz-Materialien für Elektroden erreicht werden. Außerdem werden katalytisch aktive Beschichtungen sowie die Verwendung von Kunststoff- statt Metallrahmen oder Kombinationen daraus erforscht. Weitere Entwicklungsarbeiten zielen auf die Kopplung von Elektrolyseuren mit variablem Stromangebot (Windkraftanlagen, Solarkraftwerke) ab, weil sich Elektrolyseure durch ein sehr günstiges Teillastverhalten auszeichnen. Ein eng verwandtes Themenfeld ist auch das Lastmanagement mit Elektrolyseuren und Wasserstoffspeichern in Netzen mit ausgeprägt

wechselnden Lastprofilen und den sich daraus ergebenden flexiblen Strommarkt-Geschäftsmodellen. Dazu gehört direkt die Beschäftigung mit dem Themenfeld des automatisierten ferngesteuerten Betriebs und der dazu notwendigen Sicherheitstechnik. Der technische sinnvolle und gut beherrschbare Druckbereich für alkalische Elektrolyseure liegt bei maximal ca. 5 MPa.

2.4.2 Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL)

Die PEMEL-Elektrolyse stellt hinsichtlich der Materialanforderungen (Edelmetallkatalysatoren) höhere Ansprüche als die alkalische Elektrolyse, dafür aber geringere verfahrenstechnische Anforderungen. Die Membranelektrolyse ist für alle Leistungsbereiche und kann gegebenenfalls von Entwicklungen der Membranbrennstoffzelle profitieren. Derzeit wird intensiv an einer Kostenreduzierung durch die Entwicklung neuer billigerer Katalysatormaterialien (z. B. Ruthenium als Ersatz von Platin, kathodenseitig) oder mit deutlichem Einsatz auch Effizienzerhöhung der anodenseitigen Katalysatoren (Verbesserung der Iridium-Katalysatoren) gearbeitet. Weiterhin sollen die benötigten Volumina deutlich verringert, die Stack-Leistungsdichte und die System-Wirkungsgrade erhöht werden. Heute ist der Investitionsbedarf bei PEMEL-Elektrolyseuren mit 1.500 – 2.300 EUR/kW sehr hoch (Gwi et al. 2014). General Electric hat nach DLR (2008) durch Materialsubstitution die Herstellkosten von Wasserstoff um mehr als 60 %, von 8 auf 3 US\$/kg, gesenkt.

Eine Skalierung der Membranelektrolyse zu Anlagen größerer Leistungen mit großflächigen Blöcken anstelle von seriell beziehungsweise parallel verschalteten Blöcken mit geringer Einzelleistung ist dagegen noch in den Anfängen. Dies ist dadurch bedingt, dass die Verfahren zur Herstellung von uniformen großflächigen Membran-Elektroden-Einheiten noch in den Anfängen stecken (hier besteht Forschungsbedarf).

Als Prototypen existieren PEMEL-Hochdruckelektrolyseure mit einem Betriebsdruck bis zu 35 MPa und einer Produktionsrate von 5,9 Nm³/h (Hamdan 2013). PEMEL-Elektrolyse-Containermodule mit 225 Nm³/h bei 3,5 MPa Wasserstoffdruck sind in der Erprobung (Holzapfel 2015) z. B. zur Speicherung von Wasserstoff in Trailern oder die Versorgung von Tankstellen. Zur direkten Betankung von Wasserstoff-Fahrzeugen ohne separate Verdichterstation wird eine weitere Druckerhöhung auf 70 - 88 MPa für den Elektrolysebetrieb angestrebt (Hamdan und Norman 2013). Bei der sicherheitstechnischen Beherrschung von Elektrolyseuren steht die Vermeidung eines zündfähigen Wasserstoff-Sauerstoff-Gemischs im Vordergrund. Mit steigendem Druck erhöht sich allerdings die Löslichkeit und Querdiffusion der Reaktionsgase im Elektrolyten und damit die Gefahr einer Gemischbildung. Auch beim Versagen der Elektrolytmembran kann dieses Problem auftreten. Aus diesem Grund ist eine sorgfältige Analyse und Zulassungsbewertung von PEMEL-Hochdruckelektrolyseuren erforderlich.

2.4.3 Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEL)

Die SOEL ist von den hier aufgeführten Elektrolysetechniken die am wenigsten entwickelte. Diese Technologie befindet sich noch in der Entwicklungsphase und es besteht hoher Forschungsbedarf. Neben den hohen Kosten ist die kurze Lebensdauer

aufgrund von Degradationsprozessen noch ein wesentlicher Nachteil gegenüber den bestehenden Technologien. Eine Herausforderung ist auch die Bewältigung von materialtechnischen Problemen aufgrund der hohen Betriebstemperatur. Es gibt aktuell nur wenige einsetzbare Prototypen im Leistungsbereich um 1 kW pro Stack. Insgesamt fehlt die Vielfalt neuer Ansätze, wie sie bei den anderen Elektrolysetechnologien zu sehen ist, und kommerzielle Anlagenkonzepte (zu Forschungsansätzen vergleiche Trudewind und Wagner 2008; DLR 2008).

Tab. 2-3 fasst den aktuellen Informationsstand der drei wesentlichen Elektrolyse-Technologien AEL, PEMEL und SOEL zusammen. Vom derzeitigen technischen Stand bis zum Forschungsbedarf sind die wesentlichen Informationen übersichtlich thematisch gegliedert dargestellt.

Tab. 2-3 Gegenüberstellung der Elektrolysetechniken: AEL, PEMEL und SOEL

Kriterium	AEL	PEMEL	SOEL
Status	Demonstration	Demonstration	F&E
Vorteile	<p>Gut etablierte Technologie</p> <p>Keine Edelmetall-Katalysatoren nötig</p> <p>Lange Lebensdauer</p> <p>Im MW-Maßstab verfügbar</p> <p>Dynamische Leistungsänderung und kurzzeitiger Überlastbetrieb möglich</p> <p>Relativ geringe Investitionskosten</p>	<p>Im MW-Maßstab verfügbar</p> <p>Hohe Leistungsdichte</p> <p>Hohe Effizienz</p> <p>Gute Toleranz von Teillasten und Fähigkeit zum kurzzeitigen Überlastbetrieb</p> <p>Einfache Systemtechnik</p> <p>Hohe Gasreinheit</p> <p>Kompaktes Stack-Design ermöglicht Betrieb bei hohen Drücken</p> <p>Differenzdruckbetrieb möglich</p>	<p>Potenzial eines sehr effizienten Betriebes</p> <p>Reversibler Einsatz möglich (Elektrolyse, Brennstoffzelle)</p> <p>Abwärme-Nutzung möglich/nötig</p>
Nachteile	<p>Gasaufbereitung erforderlich</p>	<p>Teure Materialien auf Zellebene wie Titan und Edelmetall Katalysatoren (Pt, Ir)</p>	<p>Sehr hohe Investitionskosten</p> <p>Hoher Materialstress durch hohes Betriebstemperaturniveau</p>
Herausforderungen	<p>Erhöhung der Stromdichten/Leistungsdichte (durch verbesserte Katalysatoren)</p> <p>Erhöhung der Belastbarkeit einzelner Teile</p> <p>Systemgröße und Komplexität</p> <p>Reduktion des Gasreinigungsbedarfs</p> <p>Scale-up von Stacks und der Anlagenperipherie</p>	<p>Kostenreduktion durch Reduktion oder Substitution von Katalysatormaterialien und weiteren kostenintensiven Komponenten bzw. Erhöhung der Stromdichte bei gleicher Kat-Beladung</p> <p>Verlängerung der Lebensdauer</p> <p>Scale-up von Stacks</p>	<p>Intensive Forschung</p>

Kriterium	AEL	PEMEL	SOEL
Investitionskosten	Relativ gering Leistungselektronik hat noch Kostensenkungspotenzial	Mittel bis hoch Stacks dominieren Systemkosten Leistungselektronik hat noch Kostensenkungspotenzial Katalysator beschichtete Membran (engl. catalyst coated membrane ; CCM), Strom-Ableiter und Bipolar-Platten dominieren Stack-Kosten	noch keine belastbaren Zahlen verfügbar
Kostenreduktions-Potenziale	Entwicklung neuer Elektrokatalysatoren zur Überspannungs-Reduktion und Effizienzsteigerung Entwicklung neuer Membranen für bessere Gas-Reinheit, niedrigeren Energieverbrauch und höhere Lebensdauer Verbesserungen in der Stack-, Anlagen- und Produktionstechnik Serienbau Subsystem-Modularisierung Reduktion der BOP-Kapitalkosten Entwicklung von Elektrolyseuren im multi-MW-Maßstab mit vereinfachter Installation und vereinfachtem Betrieb	Reduktion und Substitution von kostenintensiven Katalysator-Materialien Anode: Iridium (Ir), Ruthenium (Ru) < 0,5 mg/cm ² Kathode: Platin (Pt)= 0,2 mg/cm ² Erhöhung der Stromdichte Entwicklung langlebiger, korrosionsbeständiger Stromableiter/ Bipolarplatten Scale-up von einzelnen Zellen auf einige 1.000 cm ² Reduktion der BOP-Kapitalkosten	Entwicklung günstiger korrosions- und hochtemperaturbeständiger Materialien und Dichtungen
Forschungsbedarf	Steigerung der Leistungsdichte (Zell-/Elektrodenaufbau) Flexibilisierung der Betriebsweise (Teillast/Überlast) Verbesserung der Membran (Reduzierung Gasdurchtritt, niedrigere Widerstände) Entwicklung und Nutzung neuer Zellrahmenmaterialien Verbesserung und Nutzungsoptimierung von Katalysatoren Druckbetrieb (Systemkonzepte, Zulassung, Entwicklung, Betrieb)	Weitere Hochskalierung nötig, um Multi-MW Leistung zu erreichen Reduzierung des Edelmetalleinsatzes (Katalysatormaterial, Beschichtung) Erhöhung der Stromdichte zu Werten > 3 A/cm ² Steigerung der Lebensdauer Steigerung der Effizienz Alternative oder verbesserte Membranen mit geringerem Gas-Crossover und höherer Temperaturbeständigkeit, längerer Lebensdauer	Demonstration von kompletten Systemen und Ermittlung der Systemkosten Untersuchung von Co-Elektrolysen und anderer neuer Anwendungsfälle, die durch die SOEL-Hochtemperaturoperationen ermöglicht werden Entwicklung verbesserter und günstigerer, korrosions- und temperaturresistenter Materialien Verbesserung der Zellmechanik und Dichtungstechnik Skalierung der Leistung in den Demonstrationsbereich bis ca. 0,25 MW Langzeitstabilität

Quelle: Eigene Darstellung nach Mergel (2013); Bertuccioli et al. (2014) und Müller et al. (2016)

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Obwohl die technologische Entwicklung im Bereich der elektrolytischen Wasserstoff-Erzeugung, mit großen Unterschieden zwischen den einzelnen Technologien, teilweise schon gut vorangeschritten ist, wird sie aus ökonomischen Gesichtspunkten noch einige Jahre an Vorlaufzeit benötigen. Dies liegt zum einen an den hohen Herstellungskosten und zum anderen an den erheblichen infrastrukturellen Maßnahmen, die zur Erreichung einer Kommerzialisierung durchzuführen wären. Wesentliche exogene Rahmenbedingungen für die Marktpenetration sind auch die Höhe des Rohölpreises (erst ab 60 bis 80 \$/bbl Rohölpreis ist Wasserstoff konkurrenzfähig), Klimaschutzziele (der Verkehrssektor muss seine Treibhausgasemissionen senken), das Ziel der Versorgungssicherheit und die Ausbaustrategie der Nutzung von Wasserstoff (z. B. als Kraftstoff in der Mobilität). Mittelfristig wird Wasserstoff stets um mindestens das Doppelte über den Kosten von Erdgas liegen (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) 2007).

Allerdings nimmt der Ausbau der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie durch die Maßnahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) schon konkrete Formen an. Durch das beendete NIP, welches von 2007 bis 2016 lief, wurde die Basis geschaffen, um in Deutschland die industrielle Wertschöpfung der Brennstoffzellen- und Wasserstoff-Technologie international konkurrenzfähig aufzubauen. Das NIP2 soll die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie in den nächsten 10 Jahren (2016 - 2025) zur Marktfähigkeit bringen.

Eines der geplanten Maßnahmen des NIP2 ist der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur durch die Gründung der Joint Venture H₂ MOBILITY Deutschland GmbH & Co.KG. Ziel dieses Projektes ist es, bis 2023 eine flächendeckende Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland durch die Errichtung von Wasserstofftankstellen möglich zu machen. Bis 2018 sollen 100 und bis 2023 bereits 400 Tankstellen gebaut werden. Um dies umzusetzen, müsste gleichzeitig der Aufbau und die Verbesserung von Elektrolyseanlagen vorangetrieben werden, um niedrige Systemkosten zu erreichen. Niedrige Systemkosten ermöglichen wiederum einen Massenmarkt, daher ist davon auszugehen, dass zwischen 2020 und 2030 eine Kommerzialisierung von Wasserstoff stattfindet (Tab. 3-1).

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Wasserstoff

Abhängig von den verschiedenen Szenarien-Entwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadien

Der kommerzielle Einsatz von Wasserstoff als Energieträger für mobile und stationäre Anwendungen befindet sich derzeit noch in der Entwicklungsphase. Mit ersten kommerziellen Produkten für stationäre und mobile Energieanwendungen in Massenmärkten ist aufgrund der in Kapitel 3.1 erwähnten Gründe erst zwischen 2020 und 2030 zu rechnen. Während Wasserstoff ein weit verbreitet eingesetztes Industriegas ist, für das umfangreiche operative Erfahrungen zur Gewährleistung eines sicheren Betriebs vorliegen, stellt der Einsatz von Wasserstoff als Energieträger und als Kraftstoff in der Öffentlichkeit eine Systeminnovation dar, bei der mehrere Erzeugungs-, Konditionierungs-, Transport- und Verteiltechnologien zum Einsatz kommen werden. Wie in Tab. 2-3 und Tab. 3-2 deutlich wird, befinden sich die einzelnen Technologien in sehr unterschiedlichen Entwicklungsstadien (von der Technologieentwicklung bis hin zur Demonstration), insbesondere im Hinblick auf neue Einsatzprofile im Umfeld der Nutzung als Kraftstoff. Auch innerhalb der einzelnen Elektrolysetechnologien schwanken die Technology Readiness Level (TRL), da kleinere Anlagen aktuell grundsätzlich mit einem höheren Level zu bewerten sind als große. Der Grund dafür ist, dass kleine Anlagen bisher viel besser erforscht und weiter entwickelt sind, da die Realisierung von Großanlagen bisher nur durch die Parallelschaltung von mehreren Elektrolyse-Stacks gelingt. Die in Tab. 3-2 getroffene Abschätzung bezieht sich auf die weitaus weiter verbreiteten Kleinanlagen.

Damit aber Wasserstoff als Massenenergieträger eingesetzt werden kann, müssen noch wesentliche technologische Durchbrüche erzielt werden. Neben dem Erfolg der Brennstoffzelle und der Lösung der Speicherproblematik sind noch deutliche Probleme bei Themen der Kostensenkung, Integration fluktuierender Energieträger, Effizienzsteigerung und bei der großmaßstäblichen industriellen Produktion insbesondere aus erneuerbaren Energien zu lösen.

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium der Elektrolysetechnologien

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	T1	T2	T3
Grundlagenforschung				
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potenzielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Demonstration		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kommerzialisierung				
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

TRL= Technology Readiness Level

T1 = Alkalische Elektrolyse (AEL), T2 = Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL), T3 = Solid Oxide Electrolysis (SOEL)

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

Die F&E-Risiken sind für einige Technologien noch groß, insbesondere wenn eine CO₂-arme bis CO₂-freie Wasserstoffherstellung verfolgt wird. Weiterhin ist für den stationären und mobilen Einsatz eine Reihe an Wettbewerbstechnologien bekannt, die den wirtschaftlichen Einsatz von Wasserstoff als Energieträger in diesem Bereich generell in Frage stellen. Die qualitativen Einschätzungen der technischen und wirtschaftlichen Risiken sind der Tab. 3-3 zu entnehmen.

Das technische Risiko hängt vor allem davon ab, wie gut bereits heute verfügbare und im Einsatz befindliche Materialien und Stack-Konzepte in einem Up-Scaling von der heutigen kW-Klasse in den MW-Bereich überführt werden können. Dies ist bei der AEL bereits heute möglich, andere Elektrolyse-Technologien wie die PEMEL und die SOEL benötigen für diesen Schritt noch weitere Forschung. Auch die Entwicklung von neuen Materialien und damit die Erreichung von niedrigeren Systemkosten ist hier noch Gegenstand der Forschung und bietet somit ein hohes Entwicklungsrisiko.

Der Ausbau von mobilen Anwendungen bedingt ein anfänglich hohes Investitionsrisiko, da zunächst ein immenser Ausbau der Wasserstoff-Infrastruktur in Form von Wasserstoff-Tankstellen erfolgt sowie ein Konzept zu deren Serienfertigung entwickelt werden muss. Diese und weitere Maßnahmen, die zu einem sichereren Markt beitragen, erfolgen jedoch durch das NIP, sodass ein erfolgreicher Ausbau von mobilen Anwendungen und damit auch von Elektrolyseuren vorangetrieben wird.

Tab. 3-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Elektrolysetechnologie

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

In der AEL werden ausschließlich Stoffe mit einem geringen bis mittleren Risiko verarbeitet. Bei der PEMEL, der SOEL-Elektrolyse und der Rückverstromung mittels SOFC-Brennstoffzellen gibt es jedoch einen Bedarf an Materialien mit hoher Risiko-Einstufung.

Ein Stoff mit einem geringen Risiko stellt Nickel dar. Nickel wird in einem AEL-Elektrolyseur für die Elektroden und die Stromverteiler und teilweise als Korrosionsschutz-Überzug bzw. als Zuschlagstoff für Stähle benötigt. Basierend auf Werten verschiedener Studien wurde der Nickelbedarf von alkalischen Elektrolyseuren vom Wuppertal Institut (2014) auf 2 kg/kW_{el} geschätzt. Dieser Bedarf scheint angesichts der weltweit großen Reserven als relativ gering. Bei einem immensen Ausbau der Elektrolysetechnologie können allerdings langfristig Nutzungskonflikte mit dem steigenden Nickel-Bedarf in der Stahlindustrie entstehen (ebd.).

Eine alkalische Elektrolyse benötigt neben Nickel zusätzlich auch Kalium. Allerdings wird Kalium nur als ein Stoff mittleren Risikos eingestuft. Es wird in Form von 20-40 prozentiger Kaliumhydroxid-Lösung als Elektrolyt (Kalilauge) verwendet. Staffell und Ingram (2010) geben den Kaliumbedarf mit 0,42 kg/kW_{el} an. Dieser Verbrauch ist angesichts der weltweiten Reserven sehr gering und stellt damit von der Verfügbarkeit her in einem Langfrist-Szenario kein Problem dar (Wuppertal Institut 2014). Da die Kaliumhydroxid-Lösung in der AEL nicht verbraucht wird, sondern nur das zu zerlegende Wasser leitfähig macht, ist ein Recycling gebrauchter Kalilauge durch Entwässerung und Aufschmelzen des Salzes zur Abtrennung unerwünschter Bestandteile einfach möglich. Der erneute Einsatz des Salzes zur Erzeugung reiner Kalilauge-Lösung ist problemlos möglich und erprobt.

Bei der PEMEL-Elektrolyse werden aufgrund der hohen Materialbelastungen die Edelmetalle Iridium (~2 mg/cm²) an der Anode sowie Platin (0,8 - 1mg/cm²) an der Kathode als Katalysator eingesetzt (Mergel 2013). Diese gelten als Stoffe mit einem hohen Risiko. Es wird derzeit intensiv daran geforscht, den Einsatz von Edelmetallen

in der PEMEL gewichtsbezogen um eine Zehnerpotenz zu reduzieren. Gleichzeitig läuft auch intensive Forschung im Bereich der Verwendung von Anionen-Austauscher-Membranen auf die Verwendung von Edelmetallen zu verzichten (Energiespeicher 2016).

Bei der SOEL gibt es einen Mischbedarf zwischen Metallen mit geringem Risiko wie Nickel, Mangan und Zirkonium und Stoffen mit hohem Risiko wie den Selten-Erden Yttrium und Lanthan, dem Erdalkalimetall Strontium und dem Übergangsmetall Kobalt. Seit längerem laufen Forschungsarbeiten zur Entwicklung von Membran-Elektroden-Einheiten mit sehr dünnen Elektroden- und Membran-Schichten, die auf mechanisch stabilen Trägersubstraten aufgebracht werden. Durch diese 10 – 50 µm dicken Schichten kann vielleicht der Materialbedarf der Stoffe mit hohem Risiko in engen Grenzen gehalten werden. In der SOEL-Entwicklung geht es aber momentan erst einmal darum, degradationsstabile, leistungsfähige Membran-Elektroden-Einheiten, Zellen und Blöcke zu entwickeln (DLR 2016), bevor die Suche nach Ersatzstoffen für Stoffe mit hohem Risiko, z. B. Kobalt, für Oxidations-Schutzschichten mit Nachdruck betrieben wird. In der öffentlich verfügbaren Literatur gibt es momentan keine Angaben zu Substitutionsmöglichkeiten der kritischen Rohstoffe und ihrer Rezyklierbarkeit in der SOEL. Eine Auflistung der kritischen Rohstoffe in der SOEL sowie deren Rezyklier- und Substitutionsmöglichkeiten sind der Tab. 3-4 zu entnehmen.

Tab. 3-4 Einsatz kritischer Rohstoffe bei der SOEL-Elektrolyse

Kritischer Rohstoff	Substitutions-möglichkeit	Rezyklierbarkeit
Strontium (Anode, Elektrolyt, Kathode, Substrat)	k. A.	k. A.
Yttrium (Elektrolyt, Kathode, Substrat)	k. A.	k. A.
Lanthan (Anode)	k. A.	k. A.
Kobalt (Anode)	k. A.	k. A.
k. A. = keine Angabe		

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Wasserstoff wird schon heute in einer relevanten Menge eingesetzt. Zwar findet der Einsatz in erster Linie nicht direkt in der Energie- bzw. Kraftstoffversorgung statt, aber Wasserstoff ist ein Grundstoff für eine Vielzahl chemischer Verfahren (z. B. Erdöl-Raffinierung, Ammoniak- und Methanol-Synthese, Fett- und Öl-Hydrierung, Stahlerzeugung etc.). Insgesamt liegt der Anteil von Wasserstoff am weltweiten Primärenergieverbrauch derzeit bei rund 1,5 %. Lediglich 4 % davon werden bereits heute durch Elektrolyseverfahren, hier vor allem der Chlor-Alkali-Elektrolyse, gewonnen. Der überwiegende Teil stammt aus der Erdgasreformierung (bis zu 80 %).

Abschätzung des energetischen Marktpotenzials

Zur Ermittlung des Wasserstoffmarktpotenzials wurden aufgrund der lückenhaften Daten in bisherigen Studien zusätzlich eigene Berechnungen angestellt. Diese beruhen auf folgenden Annahmen:

- Ermittlung des zusätzlichen H₂-Bedarfs durch die Energiewende (Studien) für Stromspeicherung und Einsatz im Verkehr.
- Substitutionsbedarf von fossilem Wasserstoff in Raffinerien (bisher nicht in Studien untersucht) anhand des gesamten Anteils von Wasserstoff am Primärenergieverbrauch. Derzeit liegt dessen Anteil bei 1,5 %, davon werden 80 % fossil (durch Erdgasreformierung) erzeugt. Es wird angenommen, dass 10 % davon wirtschaftlich durch Elektrolyse-Wasserstoff ersetzbar sind. Im Maximalszenario wird von einer vollständigen Substitution (1,5 % des PEV) ausgegangen.
- Wasserstoff dient aber auch für nachgelagerte Umwandlungsschritte (PtG, PtL, PtX) als Grundstoff. Der Bedarf an Wasserstoff, ermittelt in den parallel stattfindenden Untersuchungen zu PtX-Technologien, wurde ebenfalls aufgenommen („Wasserstoffpool“).

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Das globale Marktpotenzial wurde mit Hilfe der oben erläuterten Annahmen bestimmt. Allerdings wurden zunächst das nationale Marktpotenzial ermittelt und auf dessen Grundlage verschiedene Hochrechnungen vom nationalen Substitutionsbedarf des fossilen Wasserstoffs in der Industrie auf den globalen Bedarf durchgeführt. Im „Min-Szenario“ wurde anhand einer konservativen Abschätzung mit dem Faktor 10 multipliziert. Diese Abschätzung beruht auf der Grundlage des Anteils Deutschlands am weltweiten Erdgasverbrauch. Im „Max-Szenario“ wurde der Hochrechnungsfaktor 25 gewählt. Dieser ist nach einem Vergleich mit anderen Technologien als plausibel anzusehen (Windkraft: Faktor 15, Photovoltaik: Faktor 50). Die Ergebnisse der globalen Marktpotenzialberechnungen sind der Tab. 4-1 zu entnehmen. Der dargestellte Leistungsbedarf in GW beruht dabei auf der Berücksichtigung der in Tab. 4-4 dargestellten Wirkungsgrade und Volllaststunden.

Tab. 4-1 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für elektrolytischen Wasserstoff (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
	GW/TWh		GW/TWh	
	Min	Max	Min	Max
2020	1/3	8/38	1/3	10/45
2030	56/270	240/1.150	48/230	136/650
2040	263/650	1.162/2.875	230/570	1.212/3.000
2050	467/1.190	2.128/5.425	553/1.410	2.941/7.500

Das reale Marktpotenzial ist in Tab. 4-2 dargestellt. Dabei werden die bis Ende der vorangegangenen Dekade weltweit realisierten Umsetzungen sowie notwendiger Ersatzbedarf berücksichtigt.

Tab. 4-2 Analyse des globalen Marktpotenzials für elektrolytischen Wasserstoff

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	GW/TWh		GW/TWh	
	Min	Max	Min	Max
2014-2020	1/3	8/38	1/3	10/45
2021-2030	55/267	232/1.113	47/227	126/605
2031-2040	207/383	930/1.763	183/343	1.086/2.395
2041-2050	260/810	1.205/3.700	371/1.070	2.865/5.150

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

Das in Tab. 4-4 dargestellte nationale Marktpotenzial ergibt sich auf Grundlage der zuvor erwähnten Annahmen aus der Summe der Studiauswertungen, dem substituierbaren Wasserstoff und dem Wasserstoffbedarf für nachgelagerte PtX-Anwendungen (z. B. PtG, PtL).

Ableitung der erforderlichen Leistung zur Bereitstellung des nationalen, energetischen Marktpotenzials

Im Folgenden wird die notwendige Anlagenleistung zur Bereitstellung der in Tab. 4-4 dargestellten energetischen Arbeit ermittelt. Die Umrechnung erfolgt anhand der Annahmen zum Wirkungsgrad und einer unterstellten Volllaststundenzahl (Benutzungsstunden pro Jahr), welche der Tab. 4-3 zu entnehmen sind.

Tab. 4-3 Entwicklung der Volllaststunden und Wirkungsgrade (2020-2050)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %				Szenarienbereich DE_95 %			
	Volllaststunden (h)		Wirkungsgrad (%)		Volllaststunden (h)		Wirkungsgrad (%)	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	6.000	6.000	51	79	6.000	6.000	51	79
2030	6.000	6.000	80	80	6.000	6.000	80	80
2040	3.000	3.000	83	83	3.000	3.000	83	83
2050	3.000	3.000	85	85	3.000	3.000	85	85

Quelle: Eigene Darstellung nach Gwi et al. (2014), ergänzt durch ZSW

Anhand dieses Bedarfs kann der Leistungszubau abgelesen und die Überlegungen dahinter erläutert werden. Diese sind folgende:

- 2020: Raffineriebedarf und Bedarf für Brennstoffzellenautos
- 2020-30: Zubau \approx 0,5-1 GW/Jahr
- 2030-40: Zubau \approx 2-4 GW/Jahr
- 2040-2050: Zubau \approx 2-4 GW/Jahr
- 2040-2050: Im DE_95 %-Szenario hoher Leistungsanstieg aufgrund der großen Nachfrage nach nicht fossilem Wasserstoff.
- Zunächst Zubau von kleineren Anlagen, später größere.
- Nicht berücksichtigt wurde ein unregelmäßig anfallendes Verkehrsaufkommen z. B. in Ferienzeiten, wodurch punktuell ein höherer Leistungsbedarf besteht.

Tab. 4-4 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für elektrolytischen Wasserstoff (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	GW/TWh		GW/TWh	
	Min	Max	Min	Max
2020	0/0	0/2	0/0	0/2
2030	6/27	10/46	5/23	5/26
2040	26/65	47/115	23/57	49/120
2050	47/119	85/217	55/141	118/300

Das reale Marktpotenzial ist in Tab. 4-5 dargestellt. Dabei werden die bis Ende der vorangegangenen Dekade weltweit realisierten Umsetzungen sowie notwendiger Ersatzbedarf berücksichtigt.

Tab. 4-5 Analyse des nationalen Marktpotenzials für elektrolytischen Wasserstoff

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	GW/TWh		GW/TWh	
	Min	Max	Min	Max
2014-2020	0/0	0/2	0/0	0/2
2021-2030	6/27	10/45	46/23	11/24
2031-2040	21/38	37/71	18/34	43/96
2041-2050	26/81	48/148	32/107	69/206

Zur besseren Veranschaulichung werden in Tab. 4-6 zusätzlich die Wachstumsraten des Technologiefeldes angegeben. Diese werden mit Hilfe der mittleren jährlichen Wachstumsraten CAGR (engl. compound annual growth rate) dargestellt. Gleichung (4) beschreibt die Formel, welche zur Berechnung des CAGR angewendet wird, wobei $N(t)$ für die Anzahl der jährlichen Neuzulassungen steht.

$$\text{CAGR}(t, t') = (N(t')/N(t))^{1/(t'-t)} - 1 \quad (4)$$

Tab. 4-6 Ermittlung der Wachstumsraten für elektrolytischen Wasserstoff (Szenarienbereich Min DE_80 %)

Zeitraum	CAGR
2020-2030	57 %
2030-2050	8 %

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

Als Referenztechnologie für die Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse wird die Dampfreformierung von Erdgas betrachtet. Dieser Prozess ist heute führend bei der Herstellung von Wasserstoff (~80 % des Wasserstoffbedarfs) und kann als Referenztechnologie gesehen werden. Da bei der Reformierung von Erdgas (Hauptbestandteil: CH_4) in gleichem Maße CO_2 freigesetzt wird wie bei der Verbrennung des Gases, ist dieser Wasserstoff nicht CO_2 -neutral. Die entstehenden Treibhausgase CO_2 , CH_4 und N_2O entsprechen nach Gemis 4.95 (2017) inklusive Vorkette 250 g $\text{CO}_{2\text{-aq}}$ /kWh. Für die Berechnung der Treibhausgasemissionen wird angenommen, dass der eingesetzte Strom in der Elektrolyse zu 100 % aus regenerativen Energieanlagen stammt und daher als CO_2 -neutral zu bewerten ist.

Teilkriterium 4.1 Vermiedene Treibhausgas-Emissionen

Anhand der oben erläuterten Annahmen und unter Einbeziehung des Primärenergieeinsatzes können die jährlich vermiedenen Treibhausgas Emissionen ermittelt

werden. Der Primärenergiefaktor für den Referenzfall und den elektrolytisch erzeugten Wasserstoff beruht auf folgenden Annahmen:

Für die Berechnung im Referenzfall wird angenommen:

- Primärenergieeinsatz von Erdgas 1,14 kWh/kWh. Laut Gemis 4.95 (2017) enthält Erdgas einen durchschnittlichen Energieinhalt von 10,1 kWh/m³ und erfordert 11,47 kWh/m³ Primärenergie. Daraus ergibt sich der Primärenergiefaktor von 1,14 kWh/kWh.

Für die Berechnung des Primärenergieeinsatzes der Elektrolyse wird angenommen:

- Der eingesetzte Strom stammt ausschließlich aus regenerativen Energiequellen mit einem Primärenergiefaktor von 1.
- Der Wirkungsgrad der Elektrolyse entwickelt sich nach dem in Tab. 4-4 dargestellten Pfad.

Diese sind in Tab. 4-7 dargestellt.

Tab. 4-7 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch elektrolytischen Wasserstoff in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (jeweils in Spannbreiten)

Mio. t CO ₂ -äq./a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0,1 - 0,6	0,1 - 0,7
2030	10,2 - 17,4	8,7 - 9,8
2040	24,6 - 43,5	21,6 - 45,4
2050	45 - 82,1	53,4 - 113,6

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

Teilkriterium 4.2 Vermiedene oder gestiegene andere Emissionen

Beim Vergleich der Wasserstofferzeugungen (Erdgasreformierung/Elektrolyse) werden THG-Emissionen, wie in Tab. 4-6 aufgeführt, gemindert. Darüber hinaus finden weitere Emissionsreduktionen bei der Nutzung des Wasserstoffs statt. In der zukünftigen Energiewelt soll der Wasserstoff Kraftstoffe im Verkehrsbereich (vorwiegend Benzin und Diesel) sowie andere Kohlenstoffträger in der chemischen und verarbeitenden Industrie (z. B. Stahl- und Flachglasherstellung etc.) substituieren. Allerdings lässt sich die Reduktion der Emissionen (Bsp. Feinstaubminderung im Bereich des Dieserverkehrs durch Brennstoffzellenfahrzeuge) generell nur schwer quantitativ ermitteln und im Rahmen dieses Forschungsvorhabens lediglich qualitativ nennen.

Minderungen werden im Bereich folgender Luftschadstoffe erwartet:

- SO₂: Bis zu 0,012 g/kWh
- NO_x (vorwiegend NO₂): Bis zu 0,166 g/kWh
- Staub: Bis zu 0,071 g/kWh

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Für die Bewertung des vermiedenen Primärenergieeinsatzes bedarf es einer Reihe von Annahmen. Diese wurden bereits in Kapitel 4.2 genauer erläutert und dienen auch als Grundlage der Berechnungen in diesem Kapitel.

Prinzipiell erfolgt die Berechnung auf Grundlage der Marktpotenziale durch die Bildung der Differenz des Primärenergiebedarfs zwischen der Referenztechnologie Erdgasreformierung und der elektrolytischen Wasserstoffherstellung.

Nicht berücksichtigt wird die Nutzung der Verlustenergie (Niedertemperaturwärme). Theoretisch könnte diese, vergleichbar einer Kraft-Wärme-Kopplungsmaschine, ebenfalls ganz oder zum Teil für Heizzwecke genutzt werden. Dies würde den Gesamtnutzungsgrad bzw. die Effizienz der Anlage erhöhen. Außerdem wird die Möglichkeit eines systemdienlichen Einsatzes (z. B. Stabilisierung des Stromsystems oder Verarbeitung von nicht integrierbarer, regenerativer Überschussleistung) nicht betrachtet. Eine Steigerung des Primärenergiebedarfs im Vergleich zum Referenzfall ist aufgrund des resultierenden höheren Primärenergiefaktors daher nicht verwunderlich, sondern zeigt die Herausforderung, den Wert systemverbindender Technologien im Energiesystem richtig darzustellen. Die Bewertung anhand eines einzelnen Kriteriums ist daher nicht zielführend. Die ermittelten Ergebnisse des vermiedenen Primärenergieeinsatzes sind in Tab. 4-8 aufgezeigt.

Tab. 4-8 **Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch elektrolytischen Wasserstoff in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (für alle installierten Anlagen im Jahr)**

PJ/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	- 0,89 - - 0,7	- 0,7 - - 0,89
2030	- 11,12 - - 18,94	- 18,94 - - 9,47
2040	- 17,9 - - 31,66	- 31,66 - - 15,69
2050	- 17,49 - - 31,89	- 31,89 - - 20,72
Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.		
Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Anstieg des Primärenergieeinsatzes)		

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Teilkriterium 6.1 Einsparungen direkter und indirekter Kosten

Für die Berechnung und den Vergleich der direkten Kosten sind ökonomische Annahmen erforderlich. Im Folgenden werden die Annahmen kurz vorgestellt und begründet. Generell lässt sich sagen, dass die Annahmen äußerst sensitiv auf die Kostenbetrachtung wirken.

Referenztechnologie:

- Brennstoffkosten: Die Preise für Erdgas steigen beginnend von 8,1 €/GJ in 2020 auf 13,9 €/GJ in 2050 an (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015). Die Anlage wird im stationären Bereich betrieben und erreicht 8.000 Volllaststunden/a.
- Die spezifischen Investitionen für die Erdgasreformierung (Gesamtanlage) liegt heute bei 650 €/kW. Die Technologie wird großtechnisch genutzt und ist ausgereift. Signifikante Kostensprünge werden nicht erwartet.
- Es werden pauschal 4 % der spezifischen Investitionen als gleichbleibende Fixkosten für die Betriebskosten (Wartung, Instandhaltung, Betrieb) angesetzt.

Elektrolysetechnologie:

- Brennstoffkosten: In Abhängigkeit der Strompreise entwickeln sich die Kosten für Wasserstoff von minimal 13,89 €/GJ und maximal 22,22 €/GJ im Jahr 2020 auf minimal 5,56 €/GJ und maximal 13,89 €/GJ ab dem Jahr 2040.
- Die spezifischen Investitionen sind in 2020 auf Grund der geringen Marktpenetration noch hoch und sinken durch Skalen-, Lern- und technologische Entwicklungseffekte deutlich bis zum Zieljahr 2050.
- Für die Betriebskosten werden Fixkosten in Höhe von 5 % veranschlagt.

Um die energiewirtschaftlichen Vorteile einer Technologie zu bewerten, ist die Einschätzung der Kostenersparnisse (bzw. der Mehrkosten) im Vergleich zur Referenztechnologie erforderlich. Die Kostenersparnisse werden schließlich unter Einbeziehung der Marktpotenziale, der vermiedenen Treibhausgasemissionen, der Wirkungsgrade, Brennstoffkosten und spezifischen Investitionen der Referenztechnologie und der elektrolytischen Wasserstoffherstellung berechnet. Des Weiteren müssen der Zubau der installierten Leistung sowie die in Tab. 4-9 dargestellte Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise in die Berechnungen einbezogen werden.

Tab. 4-9 Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise

€/t	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	23	30
2030	50	87
2040	90	143
2050	130	200

Quelle: Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015)

Für die unterschiedlichen Zeithorizonte werden im Vergleich zur Referenztechnologie die Kosteneinsparpotenziale gemäß Tab. 4-10 eingeschätzt.

Tab. 4-10 Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale (oder Mehrkosten) durch elektrolytischen Wasserstoff in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr)

Mrd. € _{2015/a}	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	- 0,01 - 0	- 0,01 - 0
2030	- 0,03 - - 0,19	- 0,19 - 0,01
2040	0,11 - 0,22	0,11 - 0,31
2050	0,77 - 0,9	0,9 - 1,28
Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehrkosten)		

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Die Ermittlung der möglichen inländischen Wertschöpfung beruht auf den im Kapitel 4.1 berechneten Marktpotenzialen. Zunächst muss dazu das globale und nationale Marktpotenzial unter Einbeziehung des Marktanteils bestimmt werden. Zur Bestimmung dieses Potenzials wird folgende Annahme getroffen: Der Anteil der deutschen Industrie an der Erzeugung von elektrolytischem Wasserstoff sinkt am Weltmarkt gemäß des in Tab. 4-11 dargestellten Pfades von 50 % im Jahr 2020 auf 20 % im Jahr 2050.

Tab. 4-11 Analyse des Marktanteils für elektrolytischen Wasserstoff

%	2020	2030	2040	2050
Marktanteil deutscher Unternehmen in Deutschland (in %)	50	50	50	50
Marktanteil deutscher Unternehmen weltweit (in %)	50	40	25	20

Durch Multiplikation des Marktanteils mit den Marktpotenzialen kann schließlich das globale und nationale Marktpotenzial bestimmt werden (Tab. 4-12).

Tab. 4-12 Globales und nationales Marktpotenzial Deutschlands für elektrolytischen Wasserstoff

Jahr	International				National			
	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	TWh		TWh		TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014-2020	0,5	4,0	0,5	4,8	0,1	0,2	0,1	0,2
2021-2030	22,1	92,7	18,8	50,4	2,8	4,6	23,0	58,2
2031-2040	51,8	232,5	45,9	271,6	10,3	18,4	6,1	21,5
2041-2050	52,1	241,1	74,1	372,9	13,0	24,11	16,1	34,6

Allerdings wird die Bruttowertschöpfung dieser Technologie nicht im Export des Wasserstoffs, sondern im Maschinenbau gesehen. Daher wurde für die Berechnung der inländischen Wertschöpfung (Tab. 4-13) der Anteil der Bruttowertschöpfung des Maschinenbaus an der gesamtwirtschaftlichen Bruttowertschöpfung betrachtet. Dieser liegt derzeit laut Statista (2013) bei 3,5 %.

Tab. 4-13 Inländische Wertschöpfung basierend auf elektrolytischem Wasserstoff hinsichtlich des globalen und des nationalen Absatzmarktes

Jahr	International				National			
	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Mrd. € _{2015/a}		Mrd. € _{2015/a}		Mrd. € _{2015/a}		Mrd. € _{2015/a}	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014-2020	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
2021-2030	0,7	2,3	0,6	1,2	0,2	0,2	0,2	0,1
2031-2040	1,6	5,2	1,4	6,0	0,8	1,0	0,7	1,1
2041-2050	1,6	5,0	2,2	7,8	1,4	1,8	1,6	2,5

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Tab. 2-1 und Tab. 2-2 zeigten einen Überblick über PtG-Projekte mit elektrolytischer Wasserstoffherzeugung in Deutschland bzw. weltweit. Es ist zu erkennen, dass es in Deutschland insgesamt 26 Projekte gibt bzw. gab. Alle übrigen Länder der Welt haben zusammen gerade einmal 16 Projekte durchgeführt. Damit hat kein anderes Land der Welt in diesem Technologiefeld mehr Erfahrung als Deutschland. Deutschland nimmt hier also eine klare Vorreiterrolle ein (Tab. 4-14). Auch die weltweit erste Power-to-Gas-Pilotanlage im industriellen Maßstab wurde in Deutschland, am Anlagenstandort Werlte, gebaut. Diese bietet die Möglichkeit, Erkenntnisse aus dem laufenden Betrieb einer solchen Anlage zu ziehen. Sie wird dadurch wichtige Erkenntnisse für die Industrie liefern und vermutlich die Vorreiterrolle Deutschlands weiter stärken.

Tab. 4-14 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der elektrolytischen Wasserstoffherzeugung

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?			
Technologiefeld	<input checked="" type="checkbox"/> Technologieführerschaft	<input type="checkbox"/> wettbewerbsfähig	
	<input type="checkbox"/> nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	<input type="checkbox"/> abgeschlagen	

Teilkriterium 8.3 F&E-Outputs

Zwischen 2012 und 2015 wurden weltweit 263 Publikationen zum Thema Wasserelektrolyse veröffentlicht. Davon wurden 23 in Deutschland geschrieben. Dies entspricht einem relativen Anteil von 8,7 %. Zudem war ein Anstieg des Anteils deutscher Publikationen von durchschnittlich 2,3 % pro Jahr zu beobachten. Die hier aufgeführten Publikationen wurden unter dem Stichwort „water electrolysis“ in der wissenschaftlichen Online-Zitations- und Literaturdatenbank „web of science“ gefunden und besitzen keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Dennoch vermitteln sie einen guten Eindruck bezüglich des Anteils deutscher Publikationen am internationalen Aufkommen.

Der relative Anteil der von deutschen Firmen/Privatpersonen und Institutionen eingereichten Patente am weltweiten Aufkommen lag im Zeitraum von 1977 bis 2012 durchschnittlich bei 17,1 %. Der Anstieg des Anteils deutscher Publikationen lag im Zeitraum von 2000 bis 2012 bei 2 % pro Jahr. Die Patentsuche wurde mithilfe der Datenbank der World Intellectual Property Organization (WIPO) durchgeführt. Die erhaltenen Daten sind der International Patent Classification (IPC) C25B001/04 zuzuordnen. Die Entwicklung der Patentaufkommen wurde bewusst nur bis 2012 betrachtet, da durch zeitliche Diskrepanzen der Patentaufnahme in die Datenbank der WIPO eine Unvollständigkeit der Daten der letzten Jahre zu vermuten ist.

Tab. 4-15 gibt einen Überblick über die ermittelten Ergebnisse der Publikations- und Patentsuche.

Tab. 4-15 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung der elektrolytischen Wasserstofferzeugung – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
Relativer Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	Absolutwert	23
	% bzgl. Welt	8,7
Zeitlicher Trend (über mindestens die letzten 5 Jahre)	%/a bzgl. Absolutwert	2,3
Patente (nach Anmeldejahr) als Entwicklungsindikator		
Relativer Anteil der von deutschen Firmen/Privatpersonen und Institutionen eingereichten Patente am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	Absolutwert	53
	% bzgl. Welt	17,1

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Die gesellschaftliche Akzeptanz wurde anhand des Projekts „HyTrust – Auf dem Weg in die Wasserstoffgesellschaft“ (2009 – 2013) bewertet. Dieses Projekt hat gesellschaftliche Auswirkungen der Einführung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie im Mobilitätssektor untersucht. Im Fokus des Projekts standen Fragen zur Akzeptanz der Technologie und zum Vertrauen, das die Bevölkerung in die tech-

nologie-betreibenden Akteure setzt. Insgesamt wurden mehr als 2.500 Bürgerinnen und Bürger sowie gesellschaftlich relevante Stakeholder in das Projekt einbezogen.

Das Thema Wasserstoff ist in der Bevölkerung Deutschlands nicht unbekannt. In einer repräsentativen Bevölkerungsbefragung im Rahmen des HyTrust Projekts aus dem Jahr 2013 konnte gezeigt werden, dass drei Viertel der 1.012 befragten Bürger bereits einmal von Wasserstofffahrzeugen gehört hatten. Allerdings gaben nur 3 % der Bevölkerung an, schon einmal mit einem Wasserstofffahrzeug gefahren zu sein (Zimmer 2014). Das Thema Wasserstofffahrzeuge kommt in der Alltagswirklichkeit der Befragten also kaum vor.

In dieser Umfrage haben sich 63 % der Befragten für die Einführung von Wasserstofffahrzeugen und nur 3 % dagegen ausgesprochen. 28 % fühlten sich nicht kompetent genug, um diese Frage zu beantworten und 6 % war die Einführung „egal“. (ebd.). Des Weiteren war es 63 % der Befragten wichtig, dass der Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen stammt. Die Akzeptanz von Wasserstoff ist also relativ hoch, jedoch herrscht auch eine große Unwissenheit zu diesem Thema.

Hinsichtlich der künftigen Marktakzeptanz von Wasserstofffahrzeugen konnte im Zuge des HyTrust Projekts festgestellt werden, dass Wasserstofffahrzeuge durchaus eine Chance bei den künftigen Endnutzern haben können. Gegenüber herkömmlichen Fahrzeugen haben sie nach öffentlicher Meinung den Mehrwert, dass sie emissionsarm bzw. emissionsfrei fahren. Etwas für den Klimaschutz zu tun, war eine wichtige und immer wieder angeführte Motivation. Bei der Frage, wie viel die Befragten bereit wären, für ein Brennstoffzellenfahrzeug zu zahlen, waren allerdings 29 % nicht bereit, mehr als für ein herkömmliches Auto zu investieren. 28 % zeigten die Bereitschaft bis zu 1.000 € mehr zu zahlen und 18 % sogar bis zu 2.000 €. Da jedoch laut der internationalen Literatur für die kommenden Jahre mit erheblichen Mehrkosten der Fahrzeuge zu rechnen ist, könnte dies die Marktakzeptanz erheblich hemmen (Hoevenaars et al. 2010; Keles et al. 2008; McDowall 2012; McKinsey & Company 2010). Ein weiterer Grund, der potenzielle Kunden davon abhält, sich Wasserstofffahrzeuge zu kaufen, ist, dass viele zunächst abwarten wollen, wie sich die Technologie im Alltag bewährt. Zudem müsste vorab ein ausreichendes Tankstellennetz geschaffen werden.

Auch die lokale Akzeptanz wurde in der 2013 erhobenen Studie untersucht. Dabei wurde die Frage gestellt, ob die Befragten mehr Angst hätten, neben einer Wasserstofftankstelle zu wohnen als neben einer herkömmlichen Tankstelle. Von den 1.012 Befragten hätten 77 % nicht mehr Angst neben einer Wasserstofftankstelle zu wohnen. Nur 23 % der Befragten hätten nach eigener Einschätzung mehr Angst. Eine Vor-Ort-Befragung der Kunden von zwei Tankstellen in Berlin, an denen auch Wasserstoff getankt werden konnte, ergab ein ähnliches Bild. 73 % der Befragten empfanden es nicht als beunruhigend, wenn sich in der Nähe ihrer Wohnung eine Wasserstoff-Tankstelle befände.

Eine Auflistung der Ergebnisse bezüglich der gesellschaftlichen Akzeptanz ist der Tab. 4-14 zu entnehmen.

Tab. 4-16 Bewertungsraster für die Akzeptanz von Wasserstoff zum Status Quo (2015)

Technologien	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)
Wasserstoff	Mittlere Akzeptanz (3)	Emissionsarm aber zu teuer (Zimmer 2013)	Eher hohe Akzeptanz (2)	Hohe Befürwortung, allerdings auch große Unwissenheit (Zimmer 2014)	Eher hohe Akzeptanz (2)	Keine Angst vor Wasserstofftankstellen in der Nähe (Zimmer 2013)

Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Elektrolyseure sind seit vielen Jahrzehnten im kommerziellen Einsatz. Insgesamt ist der internationale Elektrolyseurmarkt aber sehr klein.

Bis zur Fertigstellung einer Elektrolyseanlage vergehen ungefähr zweieinhalb Jahre. Der erste Schritt ist dabei die Planungsphase, die etwa ein Jahr dauert. Die nachfolgende Genehmigungsphase nimmt ein halbes Jahr in Anspruch. Die eigentliche Bau-phase zieht sich ungefähr über ein Jahr. Ab 2030 kann diese voraussichtlich durch einfacher zu verbauende Elektrolysemodule auf 6-8 Monate verkürzt werden. Die Nutzungsdauer eines Systems kann unter Durchführung anstehender Überholungen zurzeit etwa 20-30 Jahre betragen. Der Anteil fixer Kosten liegt derzeit bei 5 %. Zur Bestimmung des Entwicklungspfads wurde zunächst der Zubau der installierten Leistung pro Jahr berechnet. Die Entwicklung der Investitionskosten wurde anschließend anhand des Zubaus mit Hilfe einer Lernkurve abgebildet.

Tab. 4-17 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit von elektrolitisch erzeugtem Wasserstoff

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	12	12	8	8	8
Bauzeit	Monate	12	12	6-8	6-8	6-8
Ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	20-30	25-30	30	30	30
Spezifische Investition	€/2015/kW	1.100	1.100	820	760	720
Fixe Kosten an spezifischer Investition	%	5	5	5	5	5

Quelle: Albrecht et al. (2013); Gwi et al. (2014), ergänzt durch ZSW

Aufgrund erhöhter Automatisierung und Einsparung von Arbeitskräften, die mit einer Vergrößerung der Anlagen einhergehen, sinken auch die fixen Kosten. Ihr Anteil an den spezifischen Investitionskosten wird jedoch als konstant angenommen.

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Elektrolytisch erzeugter Wasserstoff kann kurzfristig ins bestehende Erdgasnetz eingespeist werden. Die Volumenzugabe von Wasserstoff ins Erdgasnetz ist jedoch gemäß den Richtlinien der DVGW limitiert. Für die Verwendung von Erdgas als Kraftstoff liegt die zulässige Wasserstoffkonzentration im Erdgasnetz zurzeit bei 2 Volumenprozenten. Bei einem höheren Einspeiseanteil müsste der Wasserstoff im Nachhinein, wie bei der Herstellung von Wasserstoff durch fossile Energieträger, aufwendig vom Erdgas abgetrennt werden. Langfristig ist es zielführender, eine eigene Wasserstoff-Infrastruktur aufzubauen. Zur Ermöglichung der Nutzung von Wasserstoff im Verkehrssektor müsste außerdem das Wasserstoff-Tankstellennetz ausgebaut werden. Die qualitativen Einschätzungen bezüglich der benötigten Infrastruktur sind der Tab. 4-18 zu entnehmen.

Tab. 4-18 Abhängigkeit des elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Anwendungsfall 1: Wasserstoff als Speicher fluktuierender erneuerbarer Energieträger (Einzelanlage und Anlagenbestand)

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Die potenziellen Rückwirkungen sind im Einzelfall und im Fall eines größeren Anlagenbestandes als mäßig einzuschätzen. Dies ist dadurch zu begründen, dass der zusätzliche Energieverbrauch, der durch eine Einzelanlage anfällt, mit 6 kWh/Nm³ H₂ (Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2013) relativ gering ist. Außerdem werden die Lastprofile der Anlagen an den Anfall fluktuierender Energieträger angepasst, wodurch keine zusätzliche Belastung der regionalen oder überregionalen Stromerzeugung anfällt. Es kann allerdings durch eine Verhinderung der Netzüberlastung bei einem hohen Stromanfall in Schwachlastzeiten zu positiven Rückwirkungen kommen. Des Weiteren ist mit einer Rückwirkung auf die Primärregelleistungspreise zu rechnen, wodurch die Wirtschaftlichkeit der Speicher gefährdet werden könnte.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsbedarf

Für die Speicherung von Strom in Form von Wasserstoff könnten keine bestehenden Anlagen verwendet oder umgerüstet werden, sondern es müssten neue gebaut werden. Diese müssten in der Lage sein, mit einem fluktuierend aufkommenden Stromangebot zu Recht zu kommen, diesen in Wasserstoff umzuwandeln und gegebenenfalls wieder zu verstromen.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Im Einzelfall und im Fall eines größeren Anlagenbestandes führen Anlagen zu einer verbesserten Ausnutzung des fluktuierend anfallenden Stroms und schützen das Stromnetz vor Überlastungen. Sie stehen allerdings in Konkurrenz zu anderen Stromspeicheroptionen wie z. B. Pumpspeicherkraftwerken oder Batterien. Weiterhin unterliegt der Markt einer großen Unsicherheit durch mögliche neue Teilnehmer sowie die zunehmende europäische Harmonisierung und überregionale Kopplung der Regelleistungsmärkte.

Anwendungsfall 2: Wasserstoff als Kraftstoff für Brennstoffzellenautos (Einzelfahrzeug und Bestand)

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Die potenziellen Rückwirkungen sind im Einzelfall als gering einzuschätzen. Sie resultieren geringfügig daraus, dass das Brennstoffzellenauto einen zusätzlichen Stromverbrauch generiert sowie ein individuelles Lastprofil aufweist.

Die Rückwirkungen bei einem größeren Fahrzeugbestand sind als relevant einzustufen. Regional und überregional würde ein erhöhter Stromverbrauch anfallen, sodass langfristig ein weiterer Ausbau des Stromnetzes bzw. ein verbessertes Netzmonitoring nötig wäre. Des Weiteren wäre eine Kapazitätserhöhung bei der Stromerzeugung notwendig, die durch zusätzliche erneuerbare Erzeugungsanlagen, (Spitzenlast) Kraftwerke oder Speicher abgedeckt werden müsste.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsbedarf

Für eine Systemkompatibilität wäre der Ausbau einer flächendeckenden Wasserstoffinfrastruktur mit der Errichtung von Wasserstofftankstellen nötig. Zusätzlich wäre der Bau von Brennstoffzellenautos bzw. der Umbau von Serienfahrzeugen zu Brennstoffzellenautos notwendig.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Im Fall von Einzelfahrzeugen und im Fall eines größeren Fahrzeugbestandes führt die Nutzung von Wasserstoff für Brennstoffzellenautos zu einer verbesserten Ausnutzung fluktuierend anfallenden Stroms. Außerdem besteht insgesamt ein höherer Bedarf an erneuerbarem Strom. Insofern kann der Verkehrssektor mit der Einführung von Wasserstoff als Kraftstoff ein wesentlicher Treiber für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien sein. Durch die Einführung von Brennstoffzellenfahrzeugen können allerdings negative Wechselwirkungen mit anderen Kraftstoffen und Fahrzeugtypen entstehen, da diese bei einer Marktdurchdringung von Wasserstoff Verluste zu verbuchen hätten.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Der kommerzielle Einsatz von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff aus regenerativem Strom im Rahmen des Power-to-Gas-Verfahrens befindet sich derzeit noch in der Entwicklungsphase. Es existieren bereits Demonstrationsanlagen. Allerdings sind die verfügbaren Elektrolyseure aufgrund des zurzeit noch fehlenden Marktes keine Serienprodukte und werden für die MW_{el}-Leistungsklasse als Sonderanfertigungen oder in Manufakturbauweise mit den damit verbundenen hohen spezifischen Kosten ausgelegt und gefertigt.

Die Elektrolyse ist jedoch eine relevante Technologie für das zukünftige Energiesystem. Der hier erzeugte Wasserstoff kann als Stromspeicher, für den Verkehrssektor, als Basischemikalie für die Industrie und als Zwischenprodukt für weitere Umwandlungsschritte zu flüssigen oder gasförmigen Kraftstoffen dienen. Des Weiteren kann dadurch ein genereller Ausbau erneuerbarer Energien vorangetrieben werden. Daher muss diese Technologie weiter erforscht werden, um notwendige Kosten- und Effizienzziele zu erreichen. Der Ausbau der Elektrolysetechnik muss schon heute beginnen, damit notwendige zukünftige Kostensenkungen durch Stückzahl und Scale-Up-Effekte erreicht werden und ein Bedarfssprung abgemildert werden kann.

Außerdem kann so mit geringem Aufwand die gute Stellung der deutschen Industrie beibehalten bzw. ausgebaut werden. Hier bestehen hohe Marktpotenziale durch einen großen internationalen Exportmarkt.

Der Ausbau dieser Technologie hängt allerdings auch von anderen Faktoren ab. Diese sind die Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, der Ausbau des Stromnetzes und der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur. Sobald die Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ein bestimmtes Level erreicht hat, bei dem entweder durch den fluktuierenden Anfall erneuerbarer Energien zeitweise zu viel Strom produziert wird oder aber der Ausbau des Stromnetzes nicht zeitnah erfolgt, besteht die Notwendigkeit, diesen Strom zu speichern. Da die bisherigen Speichermöglichkeiten, z. B. die Speicherung in Pumpspeicherkraftwerken, nur begrenzte Kapazitäten vorweisen, bietet sich die Option der Konversion des Stroms in Wasserstoff an.

Die einzelnen Elektrolyse-Technologien befinden sich allerdings in sehr unterschiedlichen Entwicklungsstadien. Während sich die SOEL noch im F&E-Stadium befindet, bilden die PEMEL und die AEL bereits nahezu marktfähige Technologien im Demonstrationsbetrieb.

Künftige Entwicklungsziele sind das Anheben der AEL-Technologie von TRL 8 auf TRL 9 bis Mitte 2020 und eine Verbesserung der PEMEL-Technologie auf TRL 9 bis Mitte/Ende 2020. Des Weiteren müsste die SOEL bis zu einem Demonstrationsstatus mit einem TRL von 7/8 bis 2030 entwickelt werden.

Neben dem Ziel der Wirkungsgradverbesserung bei der elektrochemischen Wasserspaltung und des Gesamtprozesses der Wasserstofferzeugung liegt der Fokus bei allen Elektrolyse-Technologien insbesondere auf der Entwicklung neuer Elektrolyseblock-Konzepte. Außerdem liegen noch große Herausforderungen in der Entwicklung korrespondierender, serientauglicher Fertigungsverfahren, der Minimierung des spezifischen Energieverbrauchs und der Lebensdauerverlängerung für die zent-

ralen elektrochemischen Komponenten und katalytischen Beschichtungen. Des Weiteren wird eine Kostenreduktion durch Modularisierung und Up-Scaling der Wasserstoff-Erzeugungsanlagen angestrebt. Auch die Minimierung des Wartungs- und Reparaturaufwandes und die Betriebsautomatisierung inklusive Fernbedienbarkeit sind im Fokus der technischen Entwicklung.

Außerdem können OPEX-Kosten durch neue Elektroden und effizientere Peripherie-Subsysteme im Rahmen einer Elektrolyserevision reduziert werden.

Literaturverzeichnis

- Abanades, S. et al. (2006): Screening of water-splitting thermo-chemical cycles potentially attractive for hydrogen production by concentrated solar energy. *Energy* 31 (2006) 2805-2822.
- Albrecht, U.; Altmann, M.; Michaski, J.; Raksha, T.; Weindorf, W. (2013): Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase. Eine Studie der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V.
- Angerer, G. (2007): Synthetische Biokraftstoffe - Zukunftsmärkte Umwelt: Innovative Umweltpolitik in wichtigen Handlungsfeldern. Forschungsprojekt gefördert von BMU und Umweltbundesamt.
- Bailera, M.; et al. (2016): Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO₂.
- Ball, M. (2006): Integration einer Wasserstoffwirtschaft in ein nationales Energiesystem am Beispiel Deutschlands. Dissertation TH Karlsruhe, VDI-Verlag.
- Ball, M.; Weindorf, W.; Bünger, U. (2009): Hydrogen Production. M. Ball und M. Wietschel (Hrsg): The Hydrogen Economy-Opportunities and Challenges. Cambridge, MA: Cambridge University Press.
- Ball, M.; Wietschel, M. (2009): The Hydrogen Economy - Opportunities and Challenges, Cambridge, MA: Cambridge University Press.
- Bertuccioli, L.; et al. (2014): Study on development of water electrolysis in the EU. Final Report. Studie im Auftrag des Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking.
- BioCatProjekt (2014): <http://biocat-project.com/>. Letzter Zugriff: 19.01.2017.
- Bossel, U. (2009): Vortragsreihe Krieg oder Biowasserstoff, Wasserstoff löst keine Energieprobleme. Regenerativer Strom ist die Leitwährung der solaren Energiewirtschaft.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2009): 5. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung „Innovation und neue Energietechnologien“. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Internetplattform zur Energieforschung. <http://www.bmwi.de/BMW/Navigation/Energieforschung.html>.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2007): RECCS-Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS).
- Crotogino, F.; Hamelmann, R. (2008): Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen zur Glättung des Windstromangebotes. http://74.125.77.132/search?q=cache:fEFb3vbwLIMJ:www.ipp.mpg.de/ippcms/ep/ausgaben/ep200802/bilder/wasserstoff_speicher+Crotogino+Wasserstoffspeicher&hl=de&ct=clnk&cd=1&gl=de. Letzter Zugriff: 19.01.2017.
- Cascade mints (2005): WP1.5 Common Information Database. D1.1 Fuel Cell Technologies and Hydrogen Production/Distribution Options. Final Report.

- Deutsche Energie-Agentur GmbH (Dena) (2013): Power to Gas. Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife.
- DLR (2008): Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt: Perspektiven solarthermischer Verfahren zur Wasserstoffherzeugung. Stuttgart: DLR.
- DLR (2012): Ulmer Gespräch Energiesystem der Zukunft – Die Oberflächentechnik macht's möglich.
- DLR (2016): Detailed Study of Degradation Behavior of Solid Oxide Cells in Electrolysis and Co-Electrolysis Mode, ECS PRiME Meeting, Honolulu, USA.
- DNV GL (2015): Technical assumptions, technology demonstration and results P2G project, Power-to-Gas project in Rozenburg, The Netherlands.
- DOE (U.S. Department of Energy) (2008): Analysis of the Transition to Hydrogen Fuel Cell Vehicles and the Potential Hydrogen Energy Infrastructure Requirements. Oak Ridge, Tennessee, USA.
- EC (European Commission) (Hrsg.) (2003): Hydrogen Energy and Fuel Cells - A Vision of our Future. Final Report of the High Level Group. Brüssel: European Commission - Directorate-General for Research & Directorate General for Energy and Transport (Euro 20719 EN).
- EC (European Commission) (Hrsg.) (2005): Energy Scientific and Technological Indicators and References. Directorate-General for Research, Research projects. Study coordinated by Fraunhofer ISI.
- EC (European Commission) (Hrsg.) (2006): World energy technology outlook - 2050 (WETO-H2). Brüssel: Directorate-General for Research, Directorate Energy, European Commission.
- EETimes (2008):
http://www.eetimes.com/showArticle.jhtml?articleID=209900956&cid=NL_et. Letzter Zugriff: 12.01.2017.
- Electrochaea (o. J.): <http://www.electrochaea.com/about/>. Letzter Zugriff: 16.01.2017.
- Energiespeicher (2016): Neue Membranmaterialien für PEMEL-Wasserelektrolyse, Forschungsinitiative der Bundesregierung. http://forschung-energiespeicher.info/wind-zu-wasserstoff/projektliste/projekt-einzelansicht/74/Neue_Membranmaterialien_fuer_die_PEMEL_Wasserelektrolyse/. Letzter Zugriff: 24.01.2017.
- Energiforskning (o. J.): <http://energiforskning.dk/en/node/7155>. Letzter Zugriff: 16.01.2017.
- Estir (2005): Energy Scientific and Technological Indicators and References (Estir), Research study for European Commission, Directorate-General for Research, Directorate J-Energy. <http://www.eu.fraunhofer.de/estir>.
- Fell, H. (2008): Elektrolyse-Verfahren zur Wasserstoff-Erzeugung. IEF-STE Workshop Wasserstoff, 27.-28.11.2008, STE Jülich.

- Friedrich, K. A. (2012): Wasserstoff als Chemischer Speicher: Erzeugung, Verteilung und Speicherung, Institut für Technische Thermodynamik Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
- GEMIS (2017): GEMIS-Datenbank. Version 4.95. Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme. Handy figures.
- GermanHy (2008): Studie zur Frage „Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?“. Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) und der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW), GermanHy-Abschlussveranstaltung am 26.06.2008 in Berlin.
<https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/5183>. Letzter Zugriff: 24.01.2017.
- Greenfacts; Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) (2015): Power-to-Gas Landkarte.
- GreenGear (o. J.): Das Auto der Zukunft – Alternative Kraftstoffe und Antriebe.
<http://www.greengear.de/wp-content/uploads/2010/04/Wasserstoff-Bereitstellung.jpg>. Letzter Zugriff: 12.01.2017.
- Gwi et al. (2014): Virtuelles Institut „Strom zu Gas und Wärme“ - Vorprojekt / Technologie Steckbrief.
- Hamdan, M. (2013): DOE Final Scientific and Technical Report - PEMEL Electrolyzer Incorporating an Advanced Low-Cost Membrane.
- Hamdan, M.; Norman, T. (2013): FY 2013 Annual Progress Report - PEMEL Electrolyzer Incorporating an Advanced Low-Cost Membrane.
https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/progress13/ii_a_1_hamdan_2013.pdf. Letzter Zugriff 17.01.2017.
- Haubrich et al. (2007): Verbesserte Integration großer Windstrommengen durch Zwischenspeicherung mittels CAES. Wissenschaftliche Studie gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt.
- HFP (2007): European Hydrogen & Fuel Cell Technology Platform: Implementation Plan - Status 2006. <https://www.hfpeurope.org/hfp/keydocs>. Letzter Zugriff: 17.01.2017.
- Holzapfel, P. (2015): P2X Activities - Public Slide Set.
[http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/15._%20Holzapfel%20\(ID%202844160\).pdf](http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/15._%20Holzapfel%20(ID%202844160).pdf). Letzter Zugriff: 17.01.2017.
- Hoevenaars, B.; Weeda, M.; Lebutsch, P.; Broek, B. v.d. (2010): Hydrogen Vehicle Deployment and Required Policy Support for Roll-out Scenarios in the Dutch THRIVE Project. ECN - Energy Research Centre of the Netherlands.
- Hytrust (2013): Sozialwissenschaftliche Untersuchung zur Einführung von Wasserstoff als Treibstoff. <http://www.hytrust.de/de/aktuelles.html>. Letzter Zugriff: 17.01.2017.

- HyWays (2007): Member State Vision Report - for the European Hydrogen Energy Roadmap. EU Research project (Integrated Project). <http://www.hyways.de/>.
Letzter Zugriff: 17.01.2017.
- IEA (2006): Prospects for hydrogen and fuel cells. IEA Energy Technology Analysis Series. Paris: IEA.
- IEA (2007): Building the Hydrogen Economy. Vortrag von R. K. Dixon (OECD/IEA). <http://em.com.hr/media/conferences/hydrogenislands/presentations/Dixon.ppt#1>. Letzter Zugriff: 17.01.2017.
- Innovation Report (2008): Wasserstoffverflüssigung mittels Peltier-Elementen. <http://www.innovations-report.de/html/berichte/technologieangebote/bericht-118502.html>. Letzter Zugriff: 17.01.2017.
- Institut für Energietechnik (o. J.): Pilot- und Demonstrationsanlage Power-to-Methane HSR. <https://www.iet.hsr.ch/Demonstrationsanlage-Power-to-13510.0.html>. Letzter Zugriff: 16.01.2017.
- Jungmeier, G. (2006): Wasserstoff aus erneuerbarer Energie in Österreich - Ein Energieträger der Zukunft? Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Berichte aus Energie- und Umweltforschung. www.nachhaltigwirtschaften.at.
- Katofsky, R. E. (1993): The Production of Fluid Fuels from Biomass. PU/CEES Report No. 279, The Center for Energy and Environmental Studies, Princeton University.
- Keles, D.; Wietschel, M.; Möst, D.; Rentz, O. (2008): Market penetration of fuel cell vehicles – Analysis based on agent behaviour. International Journal of Hydrogen Energy 33 (2008) 4444–4455.
- LBST (2001): Wasserstoffherzeugung in Offshore-Windparks - „Killerkriterien“, grobe Auslegung und Kostenabschätzung. Studie im Auftrag von GEO Gesellschaft für Energie und Ökologie mbH, L-B-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn.
- McDowall, W. (2012): Endogenous Technology Learning for Hydrogen and Fuel Cell Technology in UKSHEC II: Literature Review, Research Questions and Data. UCL Energy Institute, University College London.
- McKinsey & Company (2010): A Portfolio of Power-Trains for Europe: a Fact Based Analysis. The Role of Battery Electric Vehicles, Plug-in Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles.
- Mega-Store (o. J.): Technology in theory - The MeGa-stoRE concept. http://www.methan.dk/tech_theory.html. Letzter Zugriff: 12.01.2017.
- Mergel, J. (2013): Hydrogen production by water electrolysis: Current Status and Future Trends.
- Mitsubishi (2004): Mitsubishi Corporation Succeeds in Generating 35 MPa High Pressure Hydrogen Without a Compressor. Fuel Cell Works, 19 April 2004. <http://www.fuelcellworks.com/Supppage478.html>. Letzter Zugriff: 13.01.2017.

- Möller, S.; Kaicuc, D.; Sattler, C. (2006): Hydrogen production by solar reforming of natural gas: a comparison study of two possible process configurations. *Journal of Solar Energy Engineering* 128 (2006).
- Müller, M.; et al. (2016): FVEE - Jahrestagung 2016: Forschung für die Energiewende – Die Gestaltung des Energiesystems.
- Netzwerk Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW (2009): Wasserstoff - Schlüssel zu weltweit nachhaltiger Energiewirtschaft - Beispiele aus NRW von der Produktion zur Anwendung. Broschüre, Ministerium für Mittelstand und Energie NRW.
- NOW (2008): Elektrolyse-Workshop Juli 2008: Zielsetzungen und Ergebnisse. Bericht an den Beirat der NOW von K. Bohnhof, NOW: 2008.
- NOW (2009): Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. <http://www.now-gmbh.de/index.php?id=80>. Letzter Zugriff: 17.01.2017.
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin, Karlsruhe.
- Primas, A. (2007): Life Cycle Inventories of new CHP systems. Ecoinvent Report No. 20. Dübendorf: Ecoinvent Centre.
- Renovagas (2014): <http://www.gasnaturalfenosa.com/en/activities/innovation/projects/1297281171777/renovagas.html>. Letzter Zugriff: 12.01.2017.
- Roads2Hycom (2008): Potential of Emerging and Future CO₂-Neutral Hydrogen Sources on the European Scale. Deliverable 2.2 of the Roads2HyCom project. www.roads2hy.com.
- Schenuit, C.; Heuke, R.; Paschke, J. (2016): Potenzialatlas Power to Gas - Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen.
- Schmid, C. (2001): Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zur Erzeugung von Strom und Wasserstoff in Anlagen zur gestuften Reformierung mit 10 MW thermischer Inputleistung.
- Schurnberger, W.; Janßen, H.; Wittstadt, U. (2004): Wasserspaltung mit Strom und Wärme. FVS Themen.
- Science Direct (2015): First Power-to-Gas projects in US feature Proton electrolyzers.
- Seydel, P. (2008): Entwicklung und Bewertung einer langfristigen regionalen Strategie zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur - auf Basis der Modellverknüpfung eines Geografischen Informationssystems und eines Energiesystemmodells, Dissertation ETH Zürich.
- Späth, P.; Aden, A.; Eggeman, T.; Ringer, M.; Wallace, B.; Jechura, J. (2005): Biomass to Hydrogen Production Detailed Design and Economics Utilizing the Battelle Columbus Laboratory Indirectly-Heated Gasifier. National Renewable Energy Laboratory (NREL).

- Staffell, I.; Ingram, A. (2010): Life cycle assessment of an alkaline fuel cell CHP system. *International Journal of Hydrogen Energy* 35 (6) 2491–2505.
- Statista (2013): Anteil der Bruttowertschöpfung des Maschinenbaus an der gesamtwirtschaftlichen Bruttowertschöpfung* in Deutschland in den Jahren 2006 bis 2013. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/235891/umfrage/anteil-des-maschinenbaus-an-der-bruttowertschoepfung-in-deutschland/>. Letzter Zugriff: 21.03.2017.
- Statista (2015): Primärenergieverbrauch in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2040 (in Petajoule). <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/455733/umfrage/prognose-zum-energieverbrauch-in-deutschland/>. Letzter Zugriff: 13.02.2017.
- Store & Go (o. J.): Demonstration Sites. Characteristics of the three demonstration sites. <http://www.storeandgo.info/demonstration-sites/>. Letzter Zugriff: 16.01.2017.
- Tauron (2015): The innovative project on CO₂ management already in the 1st quarter of 2017. <http://media.tauron.pl/en/pr/302932/the-innovative-project-on-co2-management-already-in-the-1st-quarter-of-2017>. Letzter Zugriff: 12.01.2017.
- TC biomass (2015): Production of Biomethane/Synthetic Natural Gas (SNG) from Dry Biomass – A Technology Review 2015. The international conference on thermochemical conversion science.
- The Linde Group (2016): Wasserstoff als Energieträger & Kraftstoff.
- Trudewind, C; Wagner, H. (2008): Zukünftiger Forschungsbedarf auf dem Gebiet der Wasserstofftechnik. Bochum.
- Tzimas, E. (2003): Hydrogen storage state-of-the-art and future perspective, Petten, European Commission, Directorate-General, Joint Research Centre.
- Tzimas, E.; Castelle, P.; Peteveves, S. (2007): The evolution size and cost of a hydrogen delivery infrastructure in Europe in the medium and long term. *International Journal of Hydrogen Energy* 32 (10-11) 1369-1380.
- Umweltbundesamt (UBA) (2017): Primärenergieverbrauch. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie-als-ressource/primaerenergieverbrauch#textpart-1>. Letzter Zugriff: 13.02.2017.
- U.S. Energy Information Administration (EIA) (2016): International Energy Outlook 2016. World total primary energy consumption by region. <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=1-IEO2016&sourcekey=0>. Letzter Zugriff: 13.02.2017.
- VDE (2008): Energiespeicher im Stromversorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger, Studie im Auftrag des Verbands der Elektrotechnik (VDE).
- Weerawong, A. (2015): CO₂ Conversion to Methane Project.
- WETO-H2 (2007): World Energy Technology Outlook to 2050. Research study for the European Commission, Directorate Energy.

<http://www.euractiv.com/en/energy/study-shows-urgency-low-carbon-revolution/article-160751>.

Wietschel, M. (2005): Patents in fuel cells and hydrogen production. Fuel Cells Today. <http://www.fuelcelltoday.com>. Letzter Zugriff: 23.01.2017.

Wietschel, Martin; Arens, Marlene; Dötsch, Christian; Herkel, Sebastian; Krewitt, Wolfram; Markewitz, Peter; Möst, Dominik; Scheufen, Martin (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. ISI-Schriftenreihe Innovationspotentiale. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.
<https://www.energietechnologien2050.de>

Wietschel, M.; et al. (2006): Ein Vergleich unterschiedlicher Speichermedien für überschüssigen Windstrom. Zeitschrift für Energiewirtschaft 30 (2) 103-114.

Wuppertal Institut (2014): KRESSE – Kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems. Abschlussbericht 0325324 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter Mitarbeit von K. Arnold, J. Friege, C. Krüger, A. Nebel, M. Ritthoff, S. Samadi, O. Soukup, J. Teubler, P. Viebahn, K. Wiesen. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.

Zimmer, R. (2014): Social acceptance of hydrogen mobility in Germany. Wasserstoff als Energieträger, ein Industriemodell für die Energiewende in Frankreich und Deutschland. HyTrust. Berlin.

Zimmer, R. (2013): HyTrust - Auf dem Weg in die Wasserstoffgesellschaft.

Züttel, A. (2004): Hydrogen storage methods. Naturwissenschaften 91 (4) 157-172.